



भारत का राजपत्र

The Gazette of India

सी.जी.-डी.एल.-अ.-10092021-229528
CG-DL-E-10092021-229528

असाधारण
EXTRAORDINARY
भाग III—खण्ड 4
PART III—Section 4
प्राधिकार से प्रकाशित
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 383]

नई दिल्ली, बुधवार, सितम्बर 8, 2021/भाद्र 17, 1943

No. 383]

NEW DELHI, WEDNESDAY, SEPTEMBER 8, 2021/BHADRA 17, 1943

पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड
अधिसूचना

नई दिल्ली, 27 अगस्त, 2021

फा. सं. पीएनजीआरबी/तक./तक./15-आईएमएसपीपीएल विनि./(1)2021-खंड(3)(पी-3385).— पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड अधिनियम 2006 (2006 का 19) की धारा द्वारा प्रदत्त शक्तियों का प्रयोग करते हुए, पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड एतद्वारा निम्नलिखित विनियम बनाता है, नामतः :-

1. संक्षिप्त शीर्षक और प्रारंभण :

- (1) इन विनियमों को पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइनों के लिए एकीकृत प्रबंधन प्रणाली) विनियम, 2021 कहा जाएगा।
- (2) ये सरकारी राजपत्र में उनकी प्रकाशन की तारीख से लागू होंगे।

2. परिभाषाएँ:

- (1) इन विनियमों में जब तक कि संदर्भ में अन्यथा अपेक्षित न हों,
- (क) "अधिनियम" का अर्थ है पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड अधिनियम, 2006 (2006 का 19);
- (ख) "परिशिष्ट" का अर्थ इन विनियमों के परिशिष्ट से है;

(ग) "बोर्ड" का अर्थ है अधिनियम के खण्ड 3 के उप खण्ड (1) के अंतर्गत स्थापित पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड;

(घ) "एकीकृत निगरानी प्रणाली" का अर्थ है आर ओ यू को ध्यान में रखते हुए, तीसरे पक्ष के माध्यम से की जाने वाली अतिक्रमण गतिविधियों के लिए पाइपलाइन की निगरानी करना और इस प्रकार की निगरानी ऑप्टिकल फ़ाइबर केबल, माइक्रोवेव तथा संचार प्रणाली के रूप में उपग्रह का उपयोग किया जा सकता है तथा स्कार्ड के आंकड़ों को एकीकृत कर सकती है;

(ङ) "इंटरमीडिएट पंप स्टेशन" का अर्थ है प्रारंभिक बिंदु और टर्मिनल बिंदु के बीच किसी भी स्थान पर स्थित इंस्टॉलेशन, जिसमें वांछनीय प्रवाह की दर को प्राप्त करने के लिए और तरल पदार्थ के दबाव को बढ़ाने के लिए पंप शामिल हैं;

(च) "ऑपरेटर" का अर्थ उस कंपनी से है, जो बोर्ड के प्राधिकरण के साथ पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइनों का प्रचालन करती है;

(छ) "ऑरिजेंटिंग पंप स्टेशन" का अर्थ है वांछनीय प्रवाह की दर प्राप्त करने के लिए, तरल पदार्थ के दबाव को बढ़ाने के लिए पाइपिंग सिस्टम की शुरुआत में स्थापित की गई सुविधाएँ;

(ज) "पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन" का अर्थ है पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइनों को बिछाने, निर्माण, प्रचालन या विस्तार के लिए कंपनियों को प्राधिकृत करना) विनियम, 2010 में यथा परिभाषित किसी पाइपलाइन से है;

(झ) "प्रयोगकर्ता का अधिकार (आर ओ यू)" का अर्थ, भूमि क्षेत्र या उसके हिस्से से है जिसके अंतर्गत पाइपलाइन ऑपरेटर या मालिक ने संगत संवैधानिक अधिनियमों के माध्यम से अधिकार अधिगृहित किए हैं या भूमि मालिक या एजेंसी के साथ किए गए करार के अनुसार या पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पाद की पाइपलाइनों को बिछाने और उनका प्रचालन के लिए भूमि पर क्षेत्राधिकार हो;

(ज) "जोखिम" किसी घटना की संभावना (आसार) और ऐसी घटना के परिणामों की भयावहता, दोनों के संदर्भ में संभावित नुकसान का आकलन है;

(ट) "जोखिम विश्लेषण" का वही अर्थ है जो खंड (ज) में परिभाषित जोखिम मूल्यांकन का है;

(ठ) "जोखिम मूल्यांकन" का अर्थ है ऐसी व्यवस्थित प्रक्रिया, जिसमें प्रचालन की सुविधा से जुड़े संभावित जोखिमों की पहचान की जाती है एवं संभावित प्रतिकूल घटनाओं के परिणामों का अनुमान लगाया जाता है और ऐसे जोखिम का दायरा भिन्न हो सकता है और संचालक के लक्ष्यों के आधार पर विस्तार के अलग-अलग स्तरों पर निष्पादित किए जा सकते हैं;

(ड) "जोखिम प्रबंधन" का अर्थ है ऐसा समग्र कार्यक्रम, जिसमें किसी क्षेत्र या उपकरण से जुड़े संभावित खतरों को पहचानना; घटना की संभावना और परिणामों के संदर्भ में उन खतरों से जुड़े जोखिम का आकलन करना; संभावना, परिणाम या दोनों को कम करके, जोखिम को कम करना; साथ ही, जोखिम में कमी के संदर्भ में प्राप्त परिणामों को मापना शामिल है;

(ट) "अनुसूची" का अर्थ है इन विनियमों के लिए अनुसूची;

(ण) "होगा" अनिवार्य आवश्यकता को इंगित करता है;

(त) "होना चाहिए" किसी सुझाव को इंगित करता है या उस सुझाव को इंगित करता है जिसकी सलाह दी जाती है, लेकिन आवश्यक नहीं है।

(थ) "संबंधित विषय विशेषज्ञ" (एसएमई) का अर्थ ऐसे व्यक्ति से है जिसके पास प्रक्रिया या विषय में ज्ञान और अनुभव है और जिसका वह ASME B 31 Q के अनुसार प्रतिनिधित्व करता है;

(द) "टर्मिनल स्टेशन" का अर्थ है पाइपलाइन के आखिरी में उत्पादों को प्राप्त करने की सुविधा। इसमें, पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पादों के स्टोरेज के लिए टैंकेज की सुविधा भी शामिल हो सकती है;

(2) "इन विनियमों में प्रयुक्त शब्द और अभिव्यक्तियाँ, जिन्हें इन अधिनियम अथवा नियम अथवा विनियमों में परिभाषित नहीं किया गया है, लेकिन अधिनियम या उसके अंतर्गत बनाए गए अधिनियम अथवा नियमों और विनियमों में परिभाषित किया गया है; का अर्थ वही होगा जो अधिनियम या नियमों या विनियमों में उनके लिए दिया गया है। जैसा भी मामला हो और एकीकृत मूल्यांकन के लिए उपयोग की जाने वाली अन्य परिभाषाएं या शब्दावली जैसे विसंगति, दोष, एमएओपी और अन्य उद्देश्यों की तरह जो इन नियमों में परिभाषित नहीं हैं, का क्रमशः वही अर्थ होगा जो एसएमई बी 31.4 या एपीआई 1160 में परिभाषित है।

3. प्रयोजनियता :

ये विनियम पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों को बिछाने, निर्माण, संचालन अथवा विस्तार, रखरखाव और सेवामुक्त करने में लगी सभी संस्थाओं पर लागू होंगे।

4. कार्यक्षेत्र :

(1) इन विनियमों में उच्च वाष्प दाब (एचवीपी) द्रवों सहित सभी मौजूदा और नई पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों का एकीकृत प्रबंधन शामिल होगा और पाइपलाइनों के माध्यम से पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों के परिवहन के लिए आवश्यक संबद्ध सुविधाएं भंडारण सुविधाएं, वितरण स्टेशन या टर्मिनल, मध्यवर्ती पिंगिंग सुविधाएं, पंपिंग स्टेशन, सैक्षणलाइजिंग वाल्व और जैसे पाइपलाइन संस्थापनों की अन्य सुविधाएं।

(2) पेट्रोलियम संस्थापनों के लिए डिजाइन, सामग्री और उपकरण, पाइपिंग सिस्टम के घटक और निर्माण, स्थापना और परीक्षण, कमीशनिंग अथवा डी-कमीशनिंग, क्षय नियंत्रण, संचालन और रखरखाव और सुरक्षा और अन्य जैसे डिवाइस अथवा संचालन पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड के (पेट्रोलियम प्रतिष्ठानों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विनिर्देश) विनियम, 2020 के अनुसार होगी और इसी प्रकार एलपीजी भंडारण, हैंडलिंग और बॉटलिंग सुविधा के संबंध में (एलपीजी भंडारण, हैंडलिंग और बॉटलिंग सुविधा के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विनिर्देश), 2019 के अनुसार होगा।

(3) पाइपलाइन डिजाइन, सामग्री और उपकरण, पाइपिंग सिस्टम के घटक और निर्माण, स्थापना और परीक्षण, कमीशनिंग, क्षय नियंत्रण, संचालन और रखरखाव, सुरक्षा और अग्नि सुरक्षा, पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस नियामक बोर्ड (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विनिर्देश) विनियम, 2016 के अनुसार होगा।

5. उद्देश्य :

(1) ये विनियम पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम पाइपलाइन प्रणाली के लिए, प्रभावकारी और कार्यकुशल एकीकृत प्रबंधन योजना (आईएमपी) को विकसित और कार्यान्वयन के लिए मूल विशेषताओं और आवश्यकताओं की रूपरेखा प्रस्तुत करते हैं।

(2) इन विनियमों का उद्देश्य :-

(क) पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पाद की पाइपलाइन से जुड़े जोखिम का आकलन करना। साथ ही, जोखिम की रोकथाम, पहचान करना और कम करने हेतु गतिविधियों के लिए संसाधनों को प्रभावकारी ढंग से आवंटित करना;

- (ख) पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पाद की पाइपलाइन की सुरक्षा में सुधार करना, ताकि कार्मिक, संपत्ति, जनता और पर्यावरण की रक्षा हो; और
- (ग) सुव्यवस्थित और प्रभावकारी प्रचालन के लिए, पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पाद की पाइपलाइन के खराब होने की संभावना को कम करना।

6. एकीकृत प्रबंधन प्रणाली :

पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पाद की पाइपलाइन के लिए, एकीकृत प्रबंधन प्रणाली का विकास और कार्यान्वयन अनुसूची-1 से लेकर अनुसूची-9 में किए गए वर्णन अनुसार होगा।

7. दोष और परिणाम :

- (1) इन विनियमों के प्रावधानों का अनुपालन अनुसूची-7, अनुसूची-8 और अनुसूची-9 सहित परिशिष्ट-2 के संयोजन के रूप में किया जाएगा। इन विनियमों के प्रावधानों का अनुपालन अनुसूची -7, अनुसूची -8 और अनुसूची -9 में वर्णित कार्यान्वयन अनुसूची के माध्यम से परिशिष्ट- II के संयोजन में किया जाएगा।
- (2) इन विनियमों में विनिर्दिष्ट अनुसार एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की कार्यान्वयन अनुसूची प्राप्त करने में हुई किसी कमी के मामले में कंपनी को निम्नलिखित परिणामों का सामना करना होगा, नामतः :-

 - (क) कंपनी को बोर्ड द्वारा निर्धारित समय-सीमा में प्रत्येक कार्यकलाप को पूरा करना होगा और यदि एक या अधिक कार्यकलाप प्राप्त करने में कोई कमी पाई जाती है, तो कंपनी बोर्ड को समय-सीमा के अंदर एक अल्पीकरण योजना प्रस्तुत करेगी तथा नियत समय के अंदर कमियों को दुरुस्त करेगी। यदि कंपनी, बोर्ड द्वारा निर्धारित समय-सीमा में कार्यकलापों को पूरा करने में असफल रहती है, तो अधिनियम के संबंध में दंड प्रावधान लागू होंगे; और
 - (ख) यदि कंपनी अनुमोदित एकीकृत प्रबंधन प्रणाली को कार्यान्वित करने में असफल रहती है, तो बोर्ड दोषी कंपनी को एकीकृत प्रबंधन प्रणाली के प्रावधानों का कार्यान्वयन करने के लिए उपयुक्त समय देते हुए एक नोटिस जारी कर सकता है और यदि कंपनी उपयुक्त समय में अनुपालन करने में असफल रहती है, तो अधिनियम के संगत प्रावधान तथा ये विनियम लागू होंगे।

8. अन्य कानूनों के अंतर्गत आवश्यकता :

यह आवश्यक होगा कि विद्यमान सभी सांविधिक नियमों, विनियमों और अधिनियमों का अनुपालन किया जाए तथा पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पाद की पाइपलाइनों के लिए संगत सक्षम प्राधिकारियों से अपेक्षित अनुमोदन प्राप्त किया जाए।

9. विविध :

- (1) इन विनियमों के अनुसार सभी पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पाद की पाइपलाइन के लिए एकीकृत प्रबंधन प्रणाली का एक-समान प्रयोग सुनिश्चित किया जाना चाहिए;
- (2) पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पाद की पाइपलाइन का प्रचालन और रखरखाव करने वाली कंपनी के पास, इन विनियमों के अनुपालन के लिए आवश्यक गतिविधियों के आधार पर कुशल और प्रशिक्षित लोगों को काम पर रखने की लिखित योजना अथवा कार्यप्रणाली होनी चाहिए;
- (3) इन विनियमों पर या तो स्वप्रेरित आधार पर या संबंधित पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पाद की पाइपलाइन की उप-समिति की सिफारिश पर, समय-समय पर बोर्ड द्वारा समीक्षा की जाएगी।

10. कठिनाइयों को दूर करने का अधिकार :

यदि इन विनियमों में किसी प्रावधान की व्याख्या से संबंधित कोई विवाद होता है, तो बोर्ड का निर्णय अन्तिम माना जाएगा।

अनुसूचियाँ

(विनियम 6 देखें)

अनुसूची - 1

उद्देश्य

पाइपलाइन एकीकृत प्रबंधन प्रणाली (पीआईएमएस) का उद्देश्य पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइनों की एकीकृत को लगातार बनाए रखना है, ताकि सार्वजनिक सुरक्षा, पर्यावरण संरक्षण और बिना किसी बाधा के पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइनों का परिवहन करने के लिए पाइपलाइन की उपलब्धता सुनिश्चित की जा सके तथा दुर्घटनाओं और नुकसान से संबंधित व्यावसायिक जोखिम को भी न्यूनतम किया जा सके। एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की उपलब्धता से एकीकृत कार्य में लगे कार्मिकों को अल्प, मध्यम और दीर्घावधि में लक्ष्यों और उद्देश्यों को स्पष्ट रूप से स्थापित करने में मदद मिलेगी, जिससे निश्चित रूप से इन्हें प्राप्त करने में उनकी दक्षता और संतुष्टि बढ़ेगी।

एकीकृत प्रबंधन प्रणाली पाइपलाइन ऑपरेटर को इस प्रकार से कार्यान्वयन हेतु चयनित प्रणाली का चयन करने में सक्षम बनाएगी कि एकीकृत प्रबंधन प्रणाली देश के अंदर सभी पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन वाली कंपनियों के लिए एक-समान हो।

प्रभावी एकीकृत प्रबंधन प्रणाली निम्न प्रकार होगी :

- (क) सभी क्षेत्रों में पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन की सम्पूर्णता सुनिश्चित करना जिसमें प्रतिकूल परिस्थितियों का सामना करने की क्षमता हो;
- (ख) पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन एकीकृत के अधिक कड़े और व्यवस्थित प्रबंधन को प्रोत्साहित करना तथा जोखिम को कम करना;
- (ग) पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन के प्रचालन में जनता के सामान्य विश्वास को बढ़ाना; और
- (घ) कंपनी द्वारा समीक्षा सहित आंतरिक घटना अन्वेषण और डाटा संग्रह से पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन की आयु को अधिकतम करना।

अनुसूची - 2

एकीकृत प्रबंधन प्रणाली (आईएमएस) लागू करना

- 2.1 प्रत्येक पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन के ऑपरेटर का मुख्य ध्यान पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन के प्रचालन और रखरखाव पर इस प्रकार होना चाहिए कि यह ग्राहकों को बिना किसी अप्रिय घटना, जिसका पर्यावरण पर प्रतिकूल प्रभाव पड़ सकता है, के अधिनियम विश्वसनीयता और सुरक्षा सहित अबाधित सेवाएँ लगातार उपलब्ध कराएं।
- 2.2 पाइपलाइन एकीकृत प्रबंधन प्रणाली पाइपलाइन की स्थिति का आकलन करने के लिए व्यापक और अवसंरचनात्मक ढांचा उपलब्ध कराएगा जिसमें संभावित जोखिम आकलन और उपशमन कार्रवाई तथा पाइपलाइन प्रणाली का सुरक्षित और दुर्घटना रहित प्रचालन सुनिश्चित हो सके।
- 2.3 ऐसी विस्तृत एकीकृत प्रबंधन प्रणाली में अनिवार्य रूप से निम्नलिखित तत्व शामिल होंगे, अर्थात् :-

- (क) एकीकृत प्रबंधन योजना (आईएमपी) : इसमें आंकड़े एकत्र करना तथा उनकी वैधता जोखिम के क्षेत्र का आकलन, जोखिम की रैंकिंग, जोखिम के संबंध में एकीकृत का आकलन, जोखिम कम करना, आंकड़ों को अपडेट करना तथा जोखिम का फिर से आकलन करना शामिल है।

- (ख) आईएमपी का निष्पादन मूल्यांकन : यह अपनाई गई एकीकृत प्रबंधन योजना की प्रभावकारिता की निगरानी करने तथा आगे सुधार करने की प्रणाली है।
- (ग) संचार योजना : इसमें आंतरिक और बाहरी पर्यावरण में सूचना को विनियमित करने और आंकड़ों का आदान-प्रदान करने की ढांचागत योजना शामिल है।
- (घ) परिवर्तन प्रबंधन : एकीकृत प्रबंधन योजना को अपडेट करने के लिए प्रणाली परिवर्तन (तकनीकी, भौतिकी, प्रक्रियात्मक और संगठनात्मक परिवर्तन) की एकीकृत प्रबंधन योजना में शामिल करने की यह एक प्रक्रिया है।
- (ङ) गुणवत्ता नियंत्रण : एकीकृत प्रबंधन प्रणाली में परिभाषित प्रक्रिया के कार्यान्वयन में गुणवत्ता की आवश्यकता को स्थापित करने की यह एक प्रक्रिया है।

इन सिद्धांतों को अनुसूची-6 में विस्तारपूर्वक विनिर्दिष्ट किया गया है।

अनुसूची - 3

पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन प्रणाली का विवरण

3.1 **भौतिक विवरण:** पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन के विवरण में पाइपलाइनों, पंपिंग स्टेशनों, वाल्व स्टेशनों और मुख्य संस्थापनों का विशिष्ट ब्यौरा निम्नानुसार शामिल होगा, अर्थात् :-

- 3.1.1 स्टील पाइपलाइन के नेटवर्क।
- 3.1.2 स्टोरेज की सुविधाएँ अथवा टैंक- वायुमंडलीय अथवा निम्न दबाव अथवा उच्च दबाव।
- 3.1.3 पम्पिंग स्टेशन अथवा इंटरमीडिएट पंप स्टेशन।
- 3.1.4 सेक्शनिंग वॉल्व स्टेशन।
- 3.1.5 डिस्पैच टर्मिनल अथवा रिसीविंग टर्मिनल।
- 3.1.6 नियंत्रण केंद्र।
- 3.1.7 सुरक्षा उपकरण।
- 3.1.8 इंटरमीडिएट पिपिंग स्टेशन।
- 3.1.9 टैप-ऑफ स्टेशन।
- 3.1.10 विद्युत प्रणाली।
- 3.1.11 कैथोडिक संरक्षण प्रणाली।
- 3.1.12 टेलीकॉम अथवा स्कार्डा अथवा डेटा ट्रांसफर प्रणाली।
- 3.1.13 स्पर-पाइपलाइन।

3.2 **अन्य विवरण : अन्य विवरण निम्नलिखित हैं, अर्थात् :-**

- 3.2.1 आर ओ यू ब्यौरा – आर ओ यू की चौड़ाई तथा बाध्यताएँ, यदि कोई हों।
- 3.2.2 अन्य प्रचालकों की सुविधाएँ या पाइपलाइन के साथ यदि कोई परस्पर सामंजस्य हों।
- 3.2.3 प्राकृतिक गैस पाइपलाइन की ऐतिहासिक पृष्ठभूमि तथा प्रणाली में किए गए व्यापक आशोधन और अधिशेष, यदि कोई हों।

अनुसूची – 4

उपयुक्त एकीकृत प्रबंधन प्रणाली का चयन :

4.1 पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन की एकीकृत प्रबंधन प्रणाली में निष्पादन आधारित एकीकृत प्रबंधन प्रणाली या निर्देशात्मक प्रकार की एकीकृत प्रबंधन प्रणाली लागू की जा सकती है। जबकि पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन उद्योग ने पाइपलाइन प्रचालनों में काफी अच्छा अनुभव प्राप्त किया है। इसलिए, पाइपलाइन उद्योग काफी परिपक्ष है। साथ ही, निष्पादन आधारित एकीकृत प्रबंधन प्रणाली को वैश्विक स्तर पर सराहा जाता है। तथापि, जहाँ पाइपलाइन प्रणाली अभी विकासशील चरण में हैं, वहाँ एक निर्देशात्मक प्रकार की एकीकृत प्रबंधन प्रणाली संस्तुत की जाती है। जबकि निष्पादन आधारित एकीकृत प्रबंधन प्रणाली में पाइपलाइन में प्रचालन करने वाली कंपनी के अनुभव को मान्यता दी जाती है, लेकिन निर्देशात्मक प्रकार की एकीकृत प्रबंधन प्रणाली अधिक कठोर है, क्योंकि इसमें पाइपलाइन प्रणाली में असफलता के सबसे ख़राब मामले के परिदृश्य और उपशमन के सबसे ख़राब मामले के परिदृश्य पर विचार किया जाता है।

4.2 यद्यपि इन विनियमों में बाद की अनुसूची व्याख्यात्मक और निष्पादन दोनों प्रकार की एकीकृत प्रबंधन प्रणाली पर लागू होती है। इन विनियमों में पर्याप्त ऐतिहासिक एकीकृत प्रबंधन प्रणाली (आईएमएस) डाटा के अभाव में मुख्यतः व्याख्यात्मक पहलुओं पर ध्यान केंद्रित किया जाता है।

4.3 एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की आदेशात्मक प्रकृति में जोखिम का पता लगाने, उनके परिणामों और उपशमन की प्रामाणिक पद्धति हेतु स्थापित प्रक्रिया का कार्यान्वयन करने का अधिदेश दिया गया है। इसमें तकनीकी पहलुओं से संबंधित एकीकृत प्रबंधन योजना(आईएमपी), परिवर्तन के प्रबंधन का आंतरिक विकास करने का भी अधिदेश दिया गया है। हालांकि, कंपनी अपने आंतरिक मूल्यांकन के आधार पर एक निर्देशात्मक आईएमपी के अन्तर्गत अधिक कठिन आईएमपी को अपना सकती है।

अनुसूची – 5

एकीकृत मूल्यांकन, निगरानी और सर्वेक्षण

5.0 एकीकृत मूल्यांकन, सर्वेक्षण, निगरानी और अचूक करने वाले कुछ उपकरण नीचे दिए गए हैं। ऑपरेटर को कम से कम एक एकीकृत मूल्यांकन उपकरण का उपयोग करना होगा। साथ ही, पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन के लिए आईएमएस प्राप्त करने के लिए आवश्यक सभी लागू सर्वेक्षण, निगरानी और अचूक करने वाले उपकरणों का उपयोग करना होगा। इसके अलावा, ध्यान रखें कि किसी विशिष्ट माप के लिए मूल डेटा, ऑपरेटर के पास उपलब्ध होना चाहिए। पाइपलाइन प्रणाली के ऑपरेटर को हर उपयुक्त ख़तरे अथवा जोखिम के लिए सबसे उपयुक्त एकीकृत मूल्यांकन उपकरण, सर्वेक्षण, निगरानी करने वाले उपकरण, के साथ-साथ बीच के स्थान या समय की एक तालिका बनानी होगी। साथ ही, इस तरह के मूल्यांकन के लिए उपयुक्त विनिर्देश और गुणवत्ता नियंत्रण की योजना भी बनानी होगी। प्रभावशील मूल्यांकन करने के बाद, मूल्यांकन के बीच का स्थान या समय, किसी भी अन्य सहित की शर्तें, जैसे पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विनिर्देश) विनियम, 2016 के अधीन संशोधित किया जा सकता है। सुझाई गई तालिका अनुलग्नक – III में मौजूद है।

5.1 एकीकृत मूल्यांकन उपकरण

5.1.1 आंतरिक निरीक्षण

आंतरिक निरीक्षण (आईएलआई), एक एकीकृत मूल्यांकन पद्धति है जिसका उपयोग संकेतकों, जैसे धातु में अंदर अथवा बाहर लगने वाली जंग और किसी मशीनी ख़राबी या धातु को तोड़ने-मरोड़ने के कारण होने वाले नुकसान का पता लगाने और उन्हें चिह्नित करने के लिए किया जाता है।

आंतरिक निरीक्षण साधनों में अपक्षय और विरूपण विसंगतियां अर्थात् डेंट पड़ने, छेद, नाली जैसी अन्य विरूपण असंगतियां इंस्ट्रुमेंट पिरिंग (इंटेलिजेंट पिरिंग) या अन्य कोई प्रौद्योगिकी, जो आंतरिक निरीक्षण के समान एकीकृत मूल्यांकन का एक स्तर प्रदान कर सकती हो, पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशेषिष्टाँ) विनियम, 2016 के प्रावधानों के अनुसार जिसे एकीकृत आकलन पद्धति के रूप में इस्तेमाल किया जाए, का पता लगाने की क्षमता होगी।

5.1.2 आंतरिक पाइपलाइनों का जल अथवा दबाव परीक्षण

पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशेषिष्टाँ) विनियम, 2016 में विनिर्दिष्ट जांच दबाव पर ही स्थापना-पूर्व चरण स्वयं कुछ ख़तरों से निपटने के लिए जल अथवा दबाव परीक्षण एकीकृत आकलन के लिए उपयुक्त है।

5.1.3 प्रत्यक्ष मूल्यांकन

प्रत्यक्ष मूल्यांकन एकीकृत मूल्यांकन पद्धति है, जो एक ढांचागत प्रक्रिया का उपयोग करती है। इसकी मदद से, ऑपरेटर निरीक्षण, परीक्षण, और मूल्यांकन के परिणामों के साथ किसी पाइपलाइन प्रणाली या खंड की भौतिक विशेषताओं और ऑपरेटिंग इतिहास की जानकारी को एकीकृत कर पाता है। इससे एकीकृत प्रणाली तय करने में मदद मिलती है।

बाहरी हिस्से पर लगे जंग का प्रत्यक्ष मूल्यांकन (ईसीडीए), आंतरिक हिस्से पर लगे जंग का प्रत्यक्ष मूल्यांकन (आईसीडीए) और तनाव वाले क्रैकिंग हिस्से पर लगे जंग (स्ट्रेस कोरोज़न क्रैकिंग) का प्रत्यक्ष मूल्यांकन (स्काडा), प्रत्यक्ष आकलन और मूल्यांकन करने के मौजूदा उपकरण हैं।

5.1.3.1 बाहरी हिस्से पर लगे जंग के प्रत्यक्ष मूल्यांकन (ईसीडीए) का उपयोग, पाइपलाइन के सेगमेंट पर बाहरी जंग के ख़तरे के लिए एकीकृत तय करने के लिए किया जा सकता है। बाहरी हिस्से पर लगे जंग के प्रत्यक्ष मूल्यांकन को लागू करते समय, यदि पाइप दिखता है, तो ऑपरेटर को सलाह दी जाती है कि बाहरी जंग के लिए (मशीन और कोटिंग क्षति की तरह) इसके अलावा अन्य ख़तरों की भी जांच करें।

5.1.3.2 आंतरिक हिस्से पर लगे जंग का प्रत्यक्ष मूल्यांकन (आईसीडीए) का उपयोग पाइपलाइन के सेगमेंट पर आंतरिक हिस्से पर लगे जंग के ख़तरे के लिए एकीकृता तय करने के लिए किया जा सकता है।

5.1.3.3 तनाव वाले क्रैकिंग हिस्से पर लगे जंग (स्ट्रेस कोरोज़न क्रैकिंग) के प्रत्यक्ष मूल्यांकन (स्काडा) का उपयोग पाइपलाइन के सेगमेंट पर तनाव वाले हिस्से पर लगे जंग के ख़तरे के लिए एकीकृता तय करने के लिए किया जा सकता है। उपर्युक्त प्रत्येक आकलन को चार चरणों में नीचे बताया गया है, अर्थात् :-

- (क) पूर्व-आकलन - अलग-अलग डेटा एकत्र करना, डेटाबेस एकीकरण और विश्लेषण शामिल है;
- (ख) अप्रत्यक्ष निरीक्षण - डेटाबेस के आकलन या बहिर्वेशन के आधार पर संभव जंग लगी जगहों या कॉलों को चिह्नित करने के लिए या तो टूल या गिनती का उपयोग करना;
- (ग) प्रत्यक्ष अथवा विस्तृत परीक्षण - पहचान की गई जगहों पर जंग की पुष्टि करने के लिए खुदाई और परीक्षण और अनुसूची-6 में बताया गया समाधान; और
- (घ) आकलन के बाद - पाइपलाइन सेवा की फिटनेस तय करने के लिए, फिर से आकलन अंतराल और प्रत्यक्ष मूल्यांकन की प्रभावशीलता।

5.1.4 अन्य एकीकृत आकलन पद्धति

पाइपलाइन के लिए अन्य प्रमाणित एकीकृत आकलन पद्धतियाँ, पाइपलाइन एकीकृत प्रबंधन में उपयोग की जा सकती हैं। इन विनियमों के प्रयोजनों के लिए, यह एक ऑपरेटर के लिए दबाव परीक्षण या प्रत्यक्ष मूल्यांकन के विकल्प के रूप में, इन

निरीक्षणों का उपयोग करने के लिए स्वीकार्य है। ऐसा उस स्थिति के लिए है, जहां परिचालन या अन्य बाधाओं के कारण आईएलआई संभव नहीं है।

5.2 निगरानी और सर्वेक्षण

5.2.1 कैथोडिक सुरक्षा (सीपी) प्रणाली निगरानी

निम्नलिखित कैथोडिक सुरक्षा निगरानी पद्धति उपलब्ध हैं, अर्थात् :-

- (i) पाइप से मृदा का संभवित सर्वेक्षण;
- (ii) ट्रांसफार्मर रेकिटफायर यूनिट अथवा कैथोडिक प्रोटेक्शन पावर सप्लाई मॉड्यूल - करंट और वोल्टेज निगरानी पद्धति;
- (iii) क्लोस्ड इंटरवल पोटेन्शियल लोगिंग सर्वे;
- (iv) कोटिंग हेल्थ सर्वे (करंट अटेन्यूएशन टेस्ट, डायरेक्ट करंट वोल्टेज ग्रैडिएंट सर्वे और अल्टरनेटिंग करंट वोल्टेज ग्रैडिएंट सर्वे); और
- (v) पाइपलाइन एसी एंड डीसी इंटरफ़ेरेंस सर्वे, जिसमें विदेशी पाइपलाइन क्रॉसिंग, पावर ट्रांसमिशन लाइन क्रॉसिंग या समरूपता (पैरलेलिज्म) और अन्य छुट-पुट मौजूदा स्रोतों का सर्वे शामिल है। अध्ययन या सर्वेक्षण की सुविधा और शमन उपाय करने के लिए शामिल सभी कंपनियों के लिए यह अनिवार्य है।

5.2.2 कोरोजन कूपन या ईआर जांच का उपयोग करके आंतरिक कोरोजन निगरानी की जानी चाहिए। इसमें, मलबे की सफाई का विश्लेषण, स्रोत पर गुणवत्ता निगरानी जैसी अन्य निगरानी काम शामिल हैं। आंतरिक जंग की रोकथाम के लिए आर्द्धता और इसी तरह की अन्य स्थितियों के संबंध में, पाइपलाइन द्वारा पहुंचाए गए तरल पदार्थों की गुणवत्ता पर विशेष रूप से नजर रखनी चाहिए।

5.2.3 बेसलाइन मूल्यों की तुलना में मोटाई का आकलन तथा आवधिक समीक्षा

ज़मीन के ऊपर पाइपलाइनों के सभी खंडों की सभी पाइपलाइन स्किड्स और दबाव वेसलस, आवधिक मोटाई आकलन तथा बेसलाइन मूल्यों की दृष्टि से तुलना की जा सकती है तथा उसे एकीकृत आकलन टूल के रूप में उपयोग किया जा सकता है। जब भी पाइपलाइन के भूमिगत हिस्से का किसी भी कारण से पता लगाया जाता है, तो आवधिक मोटाई आकलन किया जाना चाहिए।

5.2.4 पाइपलाइन उपकरण की स्थिति की निगरानी

पाइपलाइन उपकरण, जैसे मुख्य लाइन के सेक्शनलाइज़िंग वेल्यूज़, अन्य वाल्व, पिग लॉन्चिंग और प्राप्त करने की सुविधा आदि के ऑपरेशन के लिए समय-समय पर जाँच की जा सकती है।

5.3 पाइपलाइनों की निगरानी

निगरानी करने के असरदार तरीकों का उपयोग प्रत्यक्ष एकीकृत मूल्यांकन उपकरण के रूप में किया जाता है। अनुभव और संसाधनों के प्रबंधन के आधार पर, ऑपरेटर द्वारा एक या अधिक उपकरण अपनाए जा सकते हैं; उनमें से कुछ की जानकारी आगे अनुच्छेद 5.3.1 में दी गई है:

5.3.1 प्रयोग के अधिकार की पेट्रोलिंग अथवा ग्राउंड सर्वे में प्रयोग के अधिकार की स्पष्ट दृश्यता के लिए लाइन वॉक, प्रयोग के अधिकार के साथ रखरखाव टीम की पहुँच, वाल्व की जगहें और और अन्य पाइपलाइन सुविधाएं शामिल हैं। इससे बाहरी एजेंसियों, एन्कोर्चमेंट, वाशआउट और पाइपलाइन की सुरक्षा और प्राचालन को प्रभावित करने वाले किसी भी अन्य कारकों द्वारा निष्पादित सतह की स्थिति, रिसाव, निर्माण गतिविधि का निरीक्षण करने में मिलती है। इसके अलावा, सभी पाइपलाइन मार्करों, किलोमीटर पोस्टों और पाइपलाइन के साथ अन्य विशिष्ट संकेत चिह्नों के रखरखाव के लिए और पेट्रोलिंग ग्राउंड सर्वे भी किया जा सकता है। इस प्रकार की निगरानी भी शामिल हो सकती हैं :

- (i) जिस भी जगह सुरक्षा के दृष्टिकोण से पाइपलाइन की जगह कमजोर है, वहाँ लाइन बॉकर या वैकल्पिक सुरक्षा निगरानी प्रणाली द्वारा रात में गश्त करना;
- (ii) पाइपलाइन प्रणाली के महत्वपूर्ण हिस्सों के लिए उपग्रह इमेजिंग से प्रयोग के अधिकार की ट्रैकिंग;
- (iii) महत्वपूर्ण और ऐक्सेस किए जा सकने वाले खंडों पर प्रयोग के अधिकारों का हवाई सर्वेक्षण, जैसे पहाड़ी क्षेत्रों और घाटों के खंड और अन्य विनियम और धारा ; और
- (iv) पिल्फरिज की दृष्टि से अतिसंवेदनशील जगहों की पहचान करना।

5.3.2 महत्वपूर्ण खंडों के लिए एकीकृत निगरानी प्रणाली

उपरोक्त प्रणाली में अलग-अलग तरह के संसूचन प्रणाली का उपयोग हो सकता है, जैसे निम्नलिखित अर्थात् :-

1. फाइबर ऑप्टिक्स प्रणाली
2. ग्राउंड सेंसर प्रणाली
3. रडार आधारित डिटेक्शन प्रणाली
4. बचाव सुरक्षित डेटा ऐक्सेस प्रणाली

5.3.3 जागरूकता कार्यक्रम

सार्वजनिक अधिकार के साथ ग्रामीणों और आम जनता को हाइड्रोकार्बन लीक होने के संभावित परिणाम के बारे में अवगत कराया जाएगा, जिसमें 'क्या करना चाहिए' और 'क्या नहीं करना चाहिए' की सूची होगी। पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (आपात प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना (ईआरडीएमपी) की आचरण पद्धति) विनियम, 2010 के प्रावधानों के अनुसार आपदा प्रबंधन योजना के अनुसार प्रशासन और स्थानीय जनता के बीच सुरक्षा जागरूकता उत्पन्न की जा सकती है।

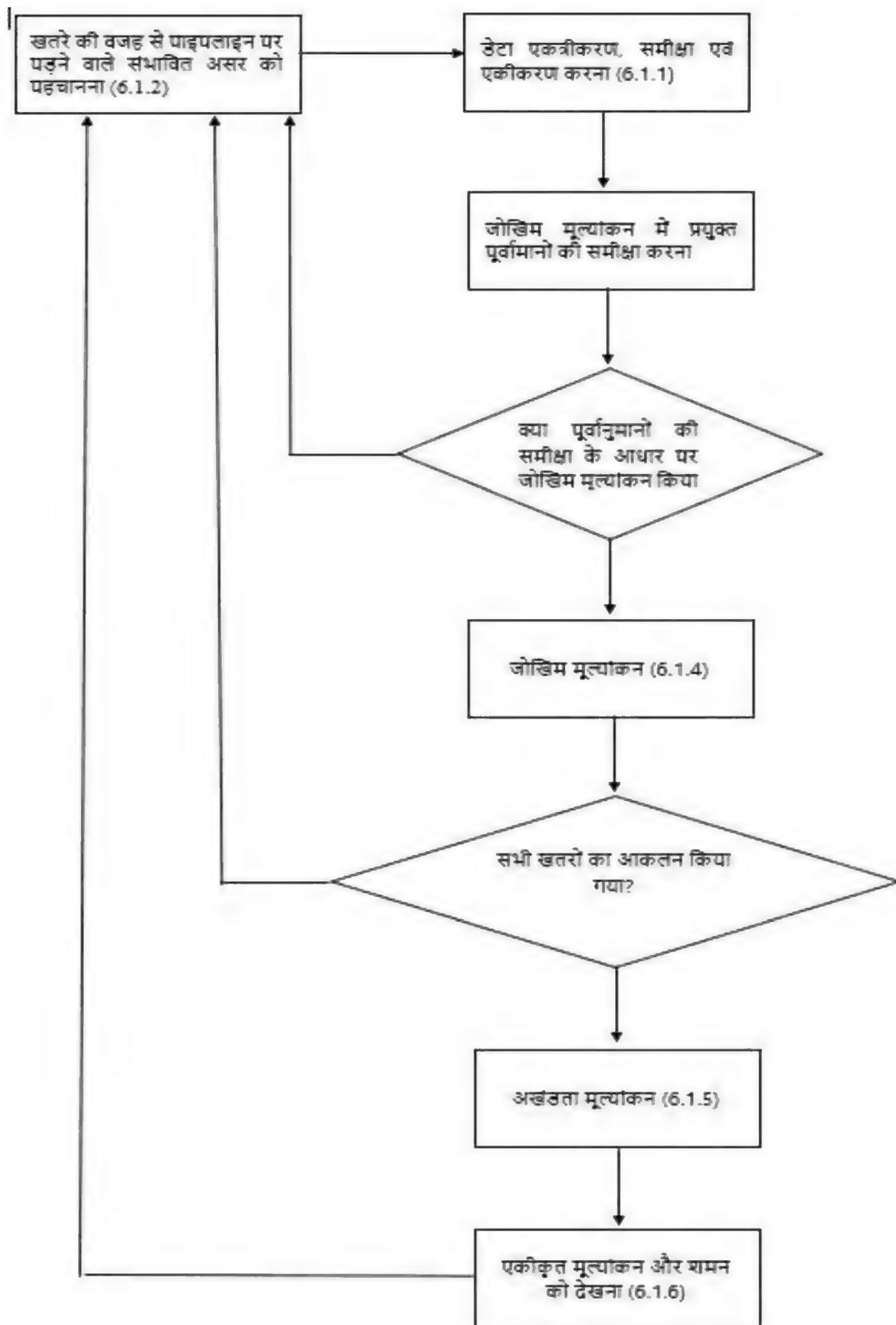
अनुसूची - 6

पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों के लिए लागू एकीकृत प्रबंधन प्रणाली डिज्जाइन करना :

6.0 मौजूदा और नए पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइनों के सभी ऑपरेटर, पाइपलाइनों के सुरक्षित और भरोसेमंद प्राचालन को सुनिश्चित करने के लिए, आवश्यक योजनाओं, कार्यान्वयन अनुसूची और इसकी प्रभावशीलता का आकलन करते हुए एकीकृत प्रबंधन कार्यक्रम विकसित करेंगे। ऐसा माना जाता है कि बृहद् पाइपलाइन एकीकृत प्रबंधन कार्यक्रम, विस्तृत डेटा संग्रह, विलय और विश्लेषण के निरंतर अभ्यास पर आधारित होता है। इसके अलावा, किसी एकीकृत प्रबंधन कार्यक्रम का आकलन और विश्लेषण करने के लिए, विस्तृत तरीकों, प्रक्रियाओं और समय अंतराल पर या कार्यक्रम के प्रदर्शन के आधार पर, एकीकृत आकलन की योजना, इसके परिणामों और शमन के प्रयासों की प्रभाव के आधार पर तैयार किया जाना चाहिए। बेस लाइन और प्रदर्शन डेटा उपलब्ध न होने पर, एकीकृत प्रबंधन कार्यक्रम को लागू करने वाले ऑपरेटरों के लिए, निर्धारित रूप से नियामक एकीकृत प्रबंधन कार्यक्रम के आंरभ में अपनाना अनिवार्य हो सकता है।

6.1 पाइपलाइन एकीकृत प्रबंधन योजना :

पाइपलाइन के एक हिस्से के रूप में इंस्टॉल की गई सभी पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन और संबंधित सुविधाएं, पाइपलाइन एकीकृत प्रबंधन योजना में शामिल की जाएंगी। एकीकृत प्रबंधन योजना की बुनियादी प्रक्रियाओं का सिलसिला (चित्र -1 में) दिखाया गया है। साथ ही, आगे की व्यावेशाली जानकारी यहाँ है, अर्थात् :-



चित्र – 1 : पाइपलाइन एकीकृत प्रबंधन योजना – फ्लो रेखा चित्र

6.1.1 प्रारंभिक डेटा एकत्रीकरण करना, समीक्षा एवं एकीकृत करना :

डिज़ाइन और इंजीनियरिंग, कंसट्रक्शन, प्री-कमीशनिंग और पाइपलाइन एसेट्स की कमीशनिंग, ऑपरेशन और रखरखाव से संबंधित डेटा को इकट्ठा किया जाएगा। साथ ही, पाइपलाइन प्रणाली के साथ संभावित खतरों की पहचान करने के लिए, इकट्ठा किए गए पोस्ट-कंसट्रक्शन परिचालन और एकीकृत मूल्यांकन डेटा के साथ, इस डेटा की समीक्षा की जाएगी। पाइपलाइन के साथ-साथ, अलग-अलग गतिविधियों जैसे पैट्रोलिंग, हवाई निगरानी, कैथोडिक प्रोटेक्शन (सीपी) निगरानी, उपकरणों के मासिक रखरखाव और इस तरह के अन्य क्रियाकलापों के लिए विभिन्न गतिविधियों का परिचालन करते समय, परिचालन और एकीकृत मूल्यांकन डेटा को लगातार अपडेट किया जाएगा। साथ ही, अभिलेख का रखरखाव हार्ड एवं सॉफ्ट विकल्प में रखना होगा।

6.1.2 खतरों की पहचान करना :

पाइपलाइन रिसर्च कमेटी इंटरनेशनल (पीआरसीआई) के माध्यम से विशेषण और वर्गीकृत पाइपलाइन घटना का डेटा, एकीकृत पाइपलाइन के लिए खतरे के 22 मूल कारणों का पता लगाता है। ऑपरेटर द्वारा दर्ज किए गए कारणों में से एक "अज्ञात" है। बाकी 21 खतरों को समय रहते निर्भरता के आधार पर तीन समूहों में बांटा गया है। साथ ही, उनकी प्रकृति और बढ़ोतरी की विशेषताओं के आधार पर संबद्ध विफलता प्रकारों की 9 श्रेणियों को तय किया गया है, जो कि इस प्रकार हैं, अर्थात् :-

(i) समयानुसार होने वाले खतरे

- 1) बाहरी कोरोज़न;
- 2) आंतरिक कोरोज़न; और
- 3) स्ट्रेस कोरोज़न कैरिंग।

(ii) स्थायी खतरे

- 1) विनिर्माण से जुड़े दोष
 - (i) खराब पाइप सीम; और
 - (ii) खराब पाइप।
- 2) वैल्डिंग अथवा फेब्रिकेशन से संबंधित
 - (i) खराब पाइप गर्थ वेल्ड;
 - (ii) खराब फेब्रिकेशन वेल्ड;
 - (iii) सिकुड़ा हुआ बैंड या बकल ; और
 - (iv) स्ट्रिप्प खतरे अथवा टूटा हुआ पाइपअथवा कपलिंग खराबी।

3) उपकरण

- i. गैसकेट ओ-रिंग खराबी;
- ii. नियंत्रण अथवा राहत उपकरण की खराबी;
- iii. सील पंप पैकिंग खराबी; और
- iv. विविध।

(iii) समयानिरपेक्ष होने वाले खतरे

1) तीसरा पक्ष अथवा यंत्रिकी खराबी

- i. पहले, दूसरे या तीसरे पक्ष के माध्यम से होने वाली खराबी (फौरन अथवा तत्काल होने वाली खराबी);
- ii. पुराना खराब पाइप (विलंबित असफलता प्रणाली); और
- iii. टोड-फोड करना।

2) गलत प्रचालन प्रक्रिया

3) मौसम संबंधी और बाहरी शक्ति :

- i. मौसम से संबंधित;
- ii. बिजली गिरना;
- iii. भारी बर्बादी या बाढ़ आना : पानी से संबंधित खतरे, इसमें पानी का बहना, बाढ़, चैनलिंग, स्कॉरिंग, इरोज़न, फ्लोटेशन, ब्रीच, सर्ज, इनज्यूशन, सुनामी, आइस जैम्स, फ्रॉस्ट हेब्स और हिमस्खलन, क्रीक एरिया इफेक्ट्स, रिवर मेन्डरिंग शामिल है। हालांकि, ये खतरे यहाँ तक सीमित नहीं हैं, इनमें नदी के तल और किनारों में होने वाली हलचल भी शामिल है;
- iv. पृथक्षी में हलचल होना : पृथक्षी में होने वाली हलचल के खतरे, जिसमें ज़मीन का धंस जाना, सतह पर हृद से ज़्यादा भार, भूकंपनीयता, भूकंप आना, भूकंप के झटके, माइनिंग, कीचड़ और भूस्खलन, दलदल शामिल है। हालांकि, ये खतरे यहाँ तक सीमित नहीं हैं; और
- v. तेज़ हवाओं का चलना।

6.1.3 परिणाम और प्रभाव विश्लेषण :

एक बार खतरनाक घटनाओं की पहचान होने पर जोखिम विश्लेषण में अगला कदम उनके परिणामों का विश्लेषण होता है जैसे सभी पहचान किए गए खतरों से जनता, संपत्ति और पर्यावरण को होने वाले नुकसान की विशालता अथवा परिणाम का अनुमान लगाना। इन परिणामों में रिसाव, आग, विस्फोट, वाष्प बादल, जल प्रवाह का प्रदूषण अथवा भूजल, मिट्टी से तेल रिसाव तक का प्रदूषण और इसी तरह के अन्य परिणाम शामिल हो सकते हैं, अर्थात्:-

- (i) लीक;
- (ii) बड़ी संख्या में रिलीज़ अथवा लगातार रिलीज़ होना;
- (iii) फ्लैश फ़ायर अथवा जेट फ़ायर;
- (iv) विस्फोट;
- (v) यूवीसीई (बादल में होने वाला असीमित वाष्प विस्फोट);
- (vi) सीवीसीई (बादल में होने वाला सीमित वाष्प विस्फोट);
- (vii) गैस का बादल;
- (viii) फ़ायरबॉल;
- (ix) पूल फ़ायर; और

(x) टैक फ़ायर

परिणाम का अनुमान गणितीय मॉडल (परिणाम मॉडलिंग) का उपयोग करके पूरा किया जा सकता है, जो विस्तार और परिष्कार के अलग-अलग स्तरों पर हो सकता है।

संभावित प्रभावित क्षेत्र: ये आमतौर पर उच्च जनसंख्या घनत्व वाले क्षेत्र होते हैं। इनमें आकलन की जाने वाली कठिन सुविधाएं (जैसे अस्पताल या स्कूल) और ऐसे स्थान जहां लोग इकट्ठा होते हैं (जैसे गिरजाघर, कार्यालय भवन, या खेत), जल पथ अथवा जल निकाय और इसी तरह के अन्य स्थान आते हैं।

6.1.4 पाइपलाइन प्रणाली से संबद्ध जोखिम आकलन :

6.1.4.1 जोखिम आकलन पद्धति का विकास करना : जोखिम आकलन प्रक्रिया में स्थल विशेष अवसरों या स्थितियों या अवसरों और स्थितियों की संयुक्त रूप से पहचान की जाती है, जिनसे पाइपलाइन की एकीकृत को नुकसान पहुँच सकता है। साथ ही, यह इन घटनाओं की संभावना और परिणाम के बारे में बताता है।

जोखिम आकलन के निम्नलिखित उद्देश्य हैं, अर्थात् :-

- (i) एकीकृत आकलन तथा उपशमन योजना की सूची बनाने के लिए पाइपलाइन खंड अथवा भाग को प्राथमिकता देना;
- (ii) उपशमन कार्यों से उत्पन्न लाभ का आकलन करना;
- (iii) पहचाने गए खतरों के लिए सर्वाधिक प्रभावी उपशमन उपायों को निर्धारित करना;
- (iv) रूपांतरित निरीक्षण अंतराल से एकीकृत प्रभाव निर्धारित करना;
- (v) वैकल्पिक निरीक्षण पद्धति के लिए आकलन का प्रयोग या आवश्यकता; और
- (vi) अधिक प्रभावी संसाधन आवंटन।

सभी खतरों के कारण मिश्रित जोखिम की गंभीरता पर आधारित पाइपलाइन खंड के एकीकृत आकलन को प्राथमिकता बनाया जाए। किसी विशेष पाइपलाइन खंड के लिए समग्र जोखिम मूल्य विद्यमान खतरों के करना होने वाली खराबी और परिणामों की अपेक्षित संभावना का उत्पाद है। एकीकृत आकलन करने के लिए उच्च जोखिम वाले पाइपलाइन खंड के लिए जोखिम प्राथमिकता स्थापित जानी चाहिए। जोखिम को उच्च, मध्यम, निम्न (या 1, 2, 3) या व्यापक शुंखला में वर्गीकृत किया जाना चाहिए, ताकि अलग-अलग खंडों में प्राथमिकताओं में अंतर किया जा सके। ऑपरेटरों के लिए उपयुक्त माने जाने वाले जोखिम आकलन और प्राथमिकता के लिए निम्नलिखित दृष्टिकोण अपनाएं जाने चाहिए, अर्थात् :-

- (क) विषय संबंधी विशेषज्ञ (एसएमई एस) की सेवाएँ लेना;
- (ख) सापेक्ष आकलन पद्धति;
- (ग) परिदृश्य -आधारित मॉडल; और
- (घ) संभावित मॉडल।

पूर्ववर्ती जोखिम आकलन मॉडल, जिनका ऊपर उल्लेख किया गया है, में निम्नलिखित सामान्य विशेषताएँ हैं, अर्थात्:-

- (क) वे संभावित घटनाओं या स्थितियों की पहचान करते हैं, जिससे प्रणाली की एकीकृत को खतरा हो सकता है;
- (ख) वे संभावित खराबी और परिणामों का मूल्यांकन करते हैं;

- (ग) ये जोखिम दर और विशिष्ट खतरों की पहचान करने की अनुमति देते हैं जो प्राथमिक रूप से जोखिम को प्रभावित करते हैं या चलाते हैं;
- (घ) इनसे एकीकृत आकलन अथवा उपशमन विकल्प का चयन होता है;
- (ड) ये डेटा फ़ीडबैक लूप प्रणाली उपलब्ध कराते हैं; और
- (च) ये जोखिम पुनः आकलन के लिए ढांचा तथा सतत उन्नयन उपलब्ध कराते हैं।

जोखिम आकलन दृष्टिकोण के माध्यम से संभावना और परिणाम पर विचार करते हुए जोखिम आकलन में किसी ख़राबी अर्थात् रिसाव या टूटने पर विचार नहीं किया जाता। यदि ख़राबी की उपर्युक्त किसी मॉडल के माध्यम से जोखिम का पता लगते समय रिसाव या टूटने के रूप में पहचान नहीं की जा सकती, तो सबसे ख़राब परिदृश्य पर विचार नहीं किया जाना चाहिए।

6.1.4.2 पाइपलाइन प्रणाली के लिए जोखिम आकलन:

जोखिम आकलन एक सतत् और पुनरावृति प्रक्रिया है। पाइपलाइन ऑपरेटरों द्वारा जोखिम मॉडल में एकत्रित हाल के आंकड़ों को शामिल करने और अपडेट बनाने के बाद ऊपर उल्लिखित किसी पद्धति के माध्यम से वर्ष में कम से कम एक बार व्यापक जोखिम आकलन प्रणाली लागू की जानी चाहिए, जैसे निम्नलिखित अर्थात् :-

- I. परिचालन स्थितियों में परिवर्तन जैसे दबाव, तापमान, प्रवाह, बहने वाला माध्यम और इसी तरह की अन्य स्थितियां;
- II. प्रयोग के अधिकार की शर्तों में परिवर्तन जैसे अतिक्रमण, तीसरे पक्ष के कार्यकलाप अथवा जनसंख्या घनत्व; प्रमुख वाँशआउट में वृद्धि;
- III. पाइपलाइन रिसावअथवा टूटने का इतिहास;
- IV. मौजूदा रेलअथवा रोड अथवा जलमार्ग क्रॉसिंग में नया अथवाविस्तार करना;
- V. बाहरी हस्तक्षेप समस्याओं के कारण पाइपलाइन कैथोडिक संरक्षण स्तर में परिवर्तन करना;
- VI. अन्य कोई मामला, जिससे पाइपलाइन की एकीकृता प्रभावित होती है; और
- VII. पिछले एकीकृत आकलन के परिणाम।

किसी नए खतरे की संभावना हो तो जोखिम आकलन पहले कराया जाना चाहिए। जोखिम आकलन प्रक्रिया और पद्धति की समय-समय पर समीक्षा करके उसे अपडेट बनान जाना चाहिए, ताकि पाइपलाइन एकीकृत प्रबंधन योजना के उद्देश्य को सतत् रूप से प्राप्त किया जा सके।

जोखिम आकलन के परिणाम को किसी विशिष्ट खंड में सर्वाधिक महत्वपूर्ण खतरों के आधार पर उपयुक्त एकीकृत आकलन पद्धति का चयन करने के बाद एकीकृत आकलन करने के लिए खंड को प्राथमिकता देने के लिए प्रत्येक खंड को अवरोह क्रम में व्यवस्थित किया जाएगा।

6.1.5 एकीकृत आकलन :

पाइपलाइन खंड की एकीकृत का आकलन करने के लिए पिछले खंड के अनुसार सर्वाधिक महत्वपूर्ण जोखिम और खतरे का समाधान करने और उपयुक्त एकीकृत आकलन पद्धति का निर्धारण करने के लिए एक योजना बनाई जानी चाहिए। एकीकृत आकलन के लिए निम्नलिखित पद्धतियों का उपयोग किया जा सकता है, अर्थात् :-

- (i) दबाव परीक्षण;
- (ii) इनलाइन निरीक्षण (आईएलआई);
- (iii) प्रत्यक्ष मूल्यांकन (ईसीडीए, आईसीडीए और एससीसीडीए); और

(iv) अन्य एकीकृत आकलन पद्धति।

अनुसूची – 5 में विभिन्न एकीकृत आकलन पद्धति का संक्षिप्त व्यौरा भी उपलब्ध कराया गया है।

उपयुक्त एकीकृत आकलन पद्धति का चयन सर्वाधिक महत्वपूर्ण खंतरों के आधार पर किया जाना चाहिए, जहां कोई विशिष्ट खंड अतिसंवेदनशील हो। पाइपलाइन के किसी विशिष्ट खंतरे के आधार पर एक या अधिक एकीकृत आकलन पद्धतियों का इस्तेमाल किया जा सकता है।

पाइपलाइन प्रणाली का ऑपरेटर प्रत्येक खंतरे और जोखिम के लिए सर्वाधिक एकीकृत आकलन पद्धति का एक चार्ट बनाएगा। साथ ही, उसका समय-समय पर आकलन करेगा। ऑपरेटर ऐसे आकलन के लिए उपयुक्त विशिष्टियाँ और गुणवत्ता नियंत्रण योजना भी बनाएगा। आकलन की प्रभावकारिता स्थापित करने के बाद आकलन की समयावधि में आगे और संशोधन किया जाना चाहिए, बशर्ते कि पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विनिर्देश) विनियम, 2016 तथा अन्य संगत विनियम शामिल हों। सुझाया गया एक चार्ट अनुलग्नक – 3 पर है।

जोखिम का आकलन करते समय और एकीकृत मूल्यांकन के तरीकों और निगरानी करने तकनीकों और सर्वेक्षणों और उनके अंतराल का चयन करते समय, मुख्य रूप से (तटवर्ती पाइपलाइनों) समुद्रगामी (ऑफशोर) के भाग (जैसे फ्री-स्पैन सर्वे), उच्च वाष्प दबाव के तरल (हाई वैपर प्रेशर लिक्विड) वाली पाइपलाइनों (जैसे किसी गड्बड़ी के परिणामों पर खास तौर पर ध्यान देना) और पुरानी (एजिंग) पाइपलाइनों (जैसे निगरानी अथवा निरीक्षण की फ्रिक्वेन्सी को बढ़ाना) के तट से दूर बने इलाकों के संबंध में गंभीर खंतरों के लिए विशेष ध्यान रखा जाएगा।

6.1.6 उपशमन और प्रतिक्रिया (मरम्मत और रोकथाम) :

एकीकृत मूल्यांकन और निगरानी अथवा सर्वेक्षण, जैसे इनलाइन निरीक्षण और प्रत्यक्ष मूल्यांकन, कोटिंग स्वास्थ्य सर्वेक्षणों जैसे अन्य आकलन और निगरानी अथवा सर्वेक्षण के पूरा होने के बाद परिणामों का मूल्यांकन किया जाएगा और पाइपलाइन एकीकृत के खंतरे को दूर करने के लिए ज़रूरी मरम्मत और सुधार कार्रवाई की जाएगी।

एकीकृत आकलन के पूरा होने के तत्काल बाद मरम्मत की एक व्यापक सूची तैयार की जाएगी। एकीकृत आकलन के माध्यम से खोजी गई सभी विसंगत स्थितियों का मूल्यांकन किया जाएगा तथा खराबी की गंभीरता के आधार पर उसे निम्नलिखित तीन श्रेणियों वर्गीकृत किया जाएगा। किसी पाइपलाइन की एकीकृत के अनुसार असुरक्षित स्थिति को समाप्त करने के लिए उपशमन कार्रवाई (मरम्मत और रोकथाम) की जाएगी या यह सुनिश्चित किया जाएगा कि इस स्थिति से अगला पुनर्मूल्यांकन होने तक पाइपलाइन की एकीकृत को कोई खंतरा नहीं होगा। कंपनी के पास ज़रूरी

साधन के साथ-साथ, कर्मियों और पाइपलाइनों की सुरक्षा को पक्का करने के लिए एक योजना होनी चाहिए। इसमें, किसी भी दबाव को कम करना, जिस भी अधिकार क्षेत्र में हो, शामिल हो सकता है।

(क) मरम्मत कार्रवाई के माध्यम से उपशमन :

आईएलआई में बताई सभी विसंगतियों को पाइपलाइन के सुरक्षित प्रचालन के लिए, उनके महत्व के अनुसार बांटा जाएगा। अनुसूचियों की स्थापना के समय प्रतिक्रियाओं को तीन समूहों में बांटा जाएगा और मरम्मत कार्रवाई निम्न से प्रकार होगी, अर्थात :-

(क) **तत्काल मरम्मत स्थितियाँ :** ऐसा संकेत दर्शाता है कि दोष असफल बिन्दु पर है। जिसमें निम्नलिखित शामिल होना चाहिए जो किसी जंग लगे क्षेत्र तक ही सीमित न हो

- (i) किसी डाइमेंशन के बिना धातु नुकसान दीवार की मोटाई के 80% के बराबर अथवा अधिक हो;
- (ii) पूर्वानुमानित असफल दबाव ASME B31G या समकश द्वारा निर्धारित अनुसार अधिकतम अनुमेय प्रचालन दबाव (एमएओपी) से 1.1 गुना कम या बराबर हो। पूर्वानुमानित असफल दबाव की गणना करते समय, सुरक्षा कारक और उपकरण इस्तेमाल करने के तरीकों को ध्यान में नहीं रखा जाता है;

- (iii) पता लगाई देशांतर लोंगीन्यूडनल सीम को प्रभावित करने वाली धातु नुकसान, यदि वह सीम प्रत्यक्ष करंट या न्यून फ्रीक्रेन्सी वाली इलेक्ट्रिक रोधी वैलिंग या इलेक्ट्रिक फ्लैश वैलिंग से बनी हो;
- (iv) सांकेतिक (नोमीनल) दीवार का 70% से अधिक हिस्सा या किसी अनिश्चित गहराई वाली दरार या दरार जैसी विसंगतियाँ, जो कि एकीकृत मूल्यांकन करने के या पुष्टि की जा चुकी दरार में इस्तेमाल हुए उपकरण के साइज से ज़्यादा गहरा है। साथ ही, जब तक किसी उद्योग के मान्यता प्राप्त इंजीनियरिंग विश्लेषण से यह पता नहीं चलता कि उथले गड्ढों की दरारें या परिधि वाले वेल्ड्स में दरारें हैं, पाइपलाइन एकीकृत या स्ट्रेस कोरोज़न ट्रैकिंग (एससीसी) के किसी भी संकेत के लिए कम से कम जोखिम होता है;
- (v) डेंट और गॉंज अथवा संभावित दरारें अथवा स्ट्रेस राइज़र (बड़ा पाइप) के साथ डेंट का संयोजन, जब तक किसी उद्योग के मान्यता प्राप्त इंजीनियरिंग विश्लेषण से यह पता नहीं चलता कि यह तत्काल कोई खतरा पैदा नहीं करता है;
- (vi) जब तक किसी उद्योग के मान्यता प्राप्त इंजीनियरिंग विश्लेषण से यह पता नहीं चलता कि पाइपलाइन के सांकेतिक (नोमीनल) डाईमीटर का 6% से अधिक गहराई के साथ पाइपलाइन के शीर्ष पर डेंट हुआ है, जिससे पाइपलाइन एकीकृत के लिए कम से कम जोखिम होता है; और
- (vii) पाइपलाइन पर प्रतिकूल प्रभाव को कोई संकेत जिससे तत्काल रिसाव या दरारें होने की संभावना हो जिसमें छेद यंत्र के साथ डेंट और अन्य उपकरण भी शामिल हैं।

(ख) अनुसूचित स्थितियाँ : - ऐसा संकेत दर्शाता है कि खराबी गंभीर है, लेकिन वह विफलता बिन्दु पर नहीं है। इसकी खोज के एक वर्ष के अंदर निम्नलिखित संकेतों की जांच की जानी चाहिए , अर्थात् :-

- (i) सामान्य संक्षारण का क्षेत्र, वेल्ड का चयनात्मक संक्षारण, विस्तारित परिधि के क्षरण का क्षेत्र, परिधि वेल्ड का क्षेत्र, पाइप लाइन के एक और क्रॉसिंग पर स्थित क्षेत्र, जिसका नाममात्र की दीवार के 50% से अधिक होने की उम्मीद है;
- (ii) ASME B31G या समकक्ष द्वारा निर्दिष्ट अधिकतम स्वीकार्य ऑपरेटिंग दबाव (एमएओपी) के 1.25 गुना से कम खराबी की उम्मीद का दबाव (जब असफलता के दबाव की गणना की जाती है, तब सुरक्षा कारक, टूल टोलरेंस को विचारर्थ नहीं रखा जाता);
- (iii) सांकेतिक (नोमीनल) दीवार के 50% से अधिक गहराई के साथ दरार या विसंगति;
- (iv) यांत्रिक क्षति के कारण सांकेतिक (नोमीनल) दीवार के 12.5% से अधिक गॉंज या ग्रूव;
- (v) जब तक किसी औद्योगिक रूप से मान्यता प्राप्त तकनीकी विश्लेषण से पता चलता है कि यह निम्नलिखित मानदंडों में से एक में पिर गया, यह दिखाता है कि यह पाइपलाइन की एकीकृत के लिए एक न्यूनतम जोखिम प्रस्तुत करता है, अर्थात् :-

 - क) यह पाइप के व्यास के 6 % से अधिक गहराई के साथ, पाइप के नीचे (नीचे घड़ी में 4 बजे और 8 बजे की स्थिति) स्थित है;
 - ख) अगर गहराई सांकेतिक (नोमीनल) पाइप व्यास के 2% से अधिक है, तो नमनीय परिधि या सीम वेल्ड को प्रभावित करते हैं ((एनपीएस 12 से कम पाइपलाइन व्यास के लिए गहराई में 0.250 इंच);
 - ग) पाइपलाइन के व्यास के 2% से अधिक गहराई के साथ, पाइपलाइन के शीर्ष (नीचे घड़ी में 4 बजे और 8 बजे की स्थिति) पर स्थित है (एनपीएस 12 से कम पाइपलाइन व्यास के लिए गहराई में 0.250);
 - घ) कोरोज़न के साथ पाइपलाइन पर कहीं भी स्थित; और

(इ) किसी भी गहराई की सूचनाएँ जो कि खाने योग्य वेल्ड को प्रभावित करती हैं, जैसे एसिटिलीन परिधि वाले वेल्ड या सीम वेल्ड, जो भंगुर फ्रैक्चर के कारण होते हैं।

(vi) कोरोज़न की वृद्धि और टूल टोलरेंस सहित अधिकतम धातु हानि गहराई कार्य, जो 80% से अधिक होने की उम्मीद है; और

(vii) एक लेमिनेशन जो एक परिधीय वेल्ड या वेल्ड सीम को इंटरसेप्ट करता है, जो पाइप की सतहों के समतल पर दूके हुए विमान पर टिका होता है या जो पाइप की आंतरिक या बाहरी सतह तक फैला होता है।

* विवरण के लिए, पैरा 451.4 of ASME 31.4 : “स्टील पाइप की मरम्मत के लिए प्रक्रियाएं” देख सकते हैं।

(ग) निगरानी स्थितियाँ

निगरानी स्थितियाँ दर्शाती हैं कि अगले निरीक्षण से पहले खराबी नहीं होगी। ऐसा संकेत सबसे कम गंभीर होता है और इसके लिए अगली अनुसूची एकीकृत आकलन अंतराल तक मूल्यांकन करने से पहले आवश्यकता नहीं होती, बर्ते कि उनके अगले अनुसूचित आकलन से पहले महत्वपूर्ण स्तर तक विकसित होने की संभावना न हो।

(ख) निवारक कार्रवाई के माध्यम से उपशमन :

पाइपलाइन ऑपरेटर एकीकृत आकलन और उपशमन योजना को समर्थन देने के लिए समय निर्भरता और खुले खुतरों को रोकने हेतु पाइपलाइन की एकीकृत निगरानी हेतु अनुसूचित कार्यक्रम बनाएँगे।

पाइपलाइन ऑपरेटर द्वारा निगरानी योजना और आवर्ती पर निर्णय लिया जाना चाहिए, बर्ते कि पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विनिर्देश) विनियम, 2016 का अनुपालन हो। कुछ योजनाएँ निम्न प्रकार हैं, अर्थात् :-

- (क) पाइपलाइनें और संबद्ध सुविधाओं की गश्त;
- (ख) प्रयोग के अधिकार का रखरखाव तथा क्रॉसिंग का निरीक्षण;
- (ग) पाइपलाइन की सफाई पिर्गिंग;
- (घ) कैथोडिक सुरक्षा प्रणाली का निरीक्षण; और
- (इ) कोटिंग सर्वेक्षण (क्लोज़ड इनटर्वल पोटेन्शल लॉर्गिंग अथवा प्रत्यक्ष करंट वोल्टेज ग्रेडिएंट अथवा पीयरसन अथवा करंट अटेन्यूएशन जांच)।

6.1.7 आंकड़ों को अपडेट, एकीकृत और समीक्षा करना :

प्रारंभित एकीकृत आकलन को पूरा करने के बाद, परिणामों को नरम, सख्त या दोनों रूपों में रखा जाना चाहिए, जिनका प्रचालन सूचना के अलावा भावी जोखिम और एकीकृत आकलन के लिए इस्तेमाल किया जाएगा जिसे आकलन और कार्यान्वयन जोखिम उपशमन योजना के लिए सतत आधार पर रिकॉर्ड किया जाता है।

6.2 निष्पादन मूल्यांकन योजना :

प्रत्येक पाइपलाइन ऑपरेटर उपयुक्त निष्पादन संकेतकों को परिभाषित करेगा जिसकी ऑपरेटर की पाइपलाइन परिसंपत्तियों के विभिन्न पहलुओं के एकीकृत स्तर का जायजा लेने के लिए निगरानी की जा सकती है। इन संकेतकों की पूर्व-परिभाषित लक्ष्यों की तुलना में आवधिक आधार पर निगरानी से एकीकृत प्रबंधन कार्यक्रम की प्रभावकारिता के आकलन में मदद मिलती है। निष्पादन संकेतक उपायों का सावधानीपूर्वक चयन किया जाना चाहिए, ताकि यह सुनिश्चित हो सके कि वे कार्यक्रम की प्रभावकारिता और परिसंपत्ति की स्थिति को तर्कसंगत ढंग से दर्शा सकें।

कोई ऑपरेटर अपनी निजी प्रणाली में प्रणाली की एकीकृत प्रबंधन निष्पादन की प्रणाली तथा उद्योग-व्यापी आधार पर अन्य प्रणालियों के साथ तुलना द्वारा मूल्यांकन कर सकता है।

ऐसे निष्पादन मूल्यांकन में विशिष्ट खतरे तथा सम्पूर्ण सुधारों पर विचार किया जाना चाहिए। किसी ध्यान दिए जाने वाले क्षेत्र पर खतरा-विशिष्ट मूल्यांकन लागू होगा, जबकि समग्र उपाय एकीकृत प्रबंधन कार्यक्रम के अंतर्गत सभी पाइपलाइनों पर लागू होंगे।

निष्पादन संकेतक उपायों से लागू अनुसार नीचे दिए गए किसी या सभी उपाय मापे जाएंगे ; अर्थात् :-

- (i) प्रक्रिया के उपाय, जैसे प्रति खुदाई अधिसूचना क्षति की संख्या की प्राप्ति;
- (ii) प्रचालनात्मक उपाय, जैसे महत्वपूर्ण इन-लाइन निरीक्षण विसंगतियों की संख्या; और
- (iii) प्रत्यक्ष एकीकृत उपाय, जैसे पाइपलाइन लंबाई में प्रति कि.मी. क्षति की संख्या।

निष्पादन संकेतक कोई प्रमुख या लैंगिक संकेतक हो सकता है। लैंगिक उपाय प्रतिक्रियावादी होते हैं, जिसमें वे पिछले एकीकृत प्रबंधन कार्यक्रम निष्पादन का संकेत उपलब्ध कराते हैं। प्रमुख उपाय सह क्रियाशील होते हैं जिसमें वे यह संकेत उपलब्ध कराते हैं कि योजना का निष्पादन किस तरह से किया जाएगा।

6.2.1 निष्पादन उपाय :

निष्पादन उपाय पाइपलाइन एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की सफलता का मूल्यांकन करने के लिए एक साधन के रूप में कार्य करता है। निष्पादन उपाय एक पद्धति के रूप में विकसित किया गया है, ताकि यह पता लगाया जा सके कि किस सीमा तक पाइपलाइन एकीकृत प्रणाली के लक्ष्यों को पूरा किया गया। निष्पादन के परिणाम दर्शाते हैं कि क्या एकीकृत प्रबंधन कार्यक्रम उपर्युक्त हैं या उनमें सुधारों की ज़रूरत है। परिणामों का पाइपलाइन ऑपरेटरों द्वारा वार्षिक मूल्यांकन किया जाए, उस समय प्रत्येक निष्पादन उपायों के भाग के रूप में कुछ लक्ष्यों को संदर्भ के लिए नीचे दर्शाया जाता है। ऑपरेटर प्राथमिकताओं और विशिष्ट समस्याओं के आधार पर अपने निजी लक्ष्य निर्धारित कर सकता है।

लक्ष्य	निष्पादन उपाय
पाइपलाइन पाइप से मृदा क्षमता (पीएसपी) को स्वीकार्य सीमा तक बनाए रखना	पीएसपी स्तर
इन-लाइन निरीक्षण पिरिंग का निष्पादन	लागू अनुसार
रिसाव और टूटना	संख्या
विकास, प्रशिक्षण और जागरूकता कार्यक्रम	एक वर्ष में आयोजित किए गए प्रशिक्षण और जागरूकता कार्यक्रमों की संख्या
किसी प्रयोग के अधिकार का अतिक्रमण न होना	अतिक्रमणों की संख्या

उपर्युक्त निष्पादन उपायों के अलावा पाइपलाइन एकीकृत प्रणाली निगरानी रिपोर्ट में निम्नलिखित शामिल हैं; अर्थात् :

- i. पेट्रोलिंग की गई बनाम सुनियोजित;
- ii. अतिक्रमण, बहाली, निर्माण संबंधी खामियाँ, उपशमन योजना तथा अन्य प्रचालन मुद्दों जैसे प्रमुख एकीकृत मुद्दे;
- iii. पूर्ण किए गए अपेक्षित एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की संख्या;
- iv. पाई गई ख़राबियों की संख्या जिसके लिए मरम्मत या उपशमन अपेक्षित थे ; और
- v. सूचित रिसावों की संख्या।

क्षति की घटनाओं से संबंधित निष्पादन उपायों के लिए ऑपरेटर की क्षति निवारण रिपोर्ट में से निम्नलिखित बिन्दुओं को प्रलेखित किया गया है, अर्थात् :-

- i. तीसरे पक्ष क्षति की घटनाओं तथा बाल-बाल बचने की संख्या;

- ii. अधिसूचना के अभाव में तीसरे पक्ष द्वारा तोड़ी गई पाइपलाइनों की संख्या; और
- iii. हवाई सर्वेक्षण और निगरानी रिपोर्ट।

6.2.2 सतत सुधार :

एकीकृत प्रबंधन प्रणाली का सतत मूल्यांकन किया जाएगा तथा उसमें संशोधन करके पाइपलाइन डिज़ाइन और प्रचालन में परिवर्तनों को शामिल किया जाएगा तथा भौतिक व विनियामक पर्यावरण दोनों में परिवर्तन किया जाएगा जिसमें यह प्रणाली प्रचालन करती है तथा नए प्रचालन आंकड़े या अन्य एकीकृत संबंधित सूचना शामिल होती है। यह सुनिश्चित करने के लिए सतत मूल्यांकन करने की ज़रूरत होती कि कार्यक्रम में सुधारी गई प्रौद्योगिकी का उपयुक्त लाभ लिया जाता है और यह कि कार्यक्रम ऑपरेटर की व्यवसाय पद्धतियों के साथ जुड़ा होता है तथा ऑपरेटर के सम्पूर्ण लक्ष्यों का प्रभावी ढंग से समर्थन करता है।

एकीकृत प्रबंधन प्रणाली का अनुसूची-9 में वर्णित आवर्ती के अनुसार मूल्यांकन और समीक्षा की जाती है। जिन मुद्दों की विशेष रूप से समीक्षा की जाएगी, परंतु यह निम्नलिखित तक सीमित नहीं होगी :

- (i) निष्पादन उपाय;
- (ii) सफलता और असफलताओं की जांच और निरीक्षण;
- (iii) नए खतरे की पहचान करना;
- (iv) पाइपलाइन ब्रेकडाउन तथा दुर्घटनाओं का बुनियादी विश्लेषण;
- (v) प्रोसेस वृद्धिअथवापरिवर्तन (परिवर्तन प्रबंधन – एमओसी) ;
- (vi) एकीकृत प्रबंधन प्रणाली के लिए संस्तुत परिवर्तन;
- (vii) एकीकृत प्रबंधन प्रणाली के लिए आवश्यक अतिरिक्त प्रशिक्षण आवश्यकताएँ;
- (viii) जन जागरूकता कार्यक्रम;
- (ix) निरीक्षण साधन निष्पादन (जब कभी लागू हो) ;
- (x) निरीक्षण साधन विक्रेता निष्पादन;
- (xi) वैकल्पिक मरम्मत पद्धति;
- (xii) निरीक्षण, जांच तथा मरम्मत के लिए स्टाफ़;
- (xiii) पिछला और वर्तमान आकलन परिणाम;
- (xiv) आंकड़ा एकीकरण तथा जोखिम आकलन सूचना;
- (xv) अतिरिक्त निवारक और उपशमन कार्रवाई;
- (xvi) प्रचालन और निगरानी कार्मिक की प्रशिक्षण आवश्यकताएँ; और
- (xvii) आईएमपी कार्यक्रम की सफलता में सहायता हेतु आवश्यकतानुसार अतिरिक्त मद्दें।

आंतरिक समीक्षा के परिणामों के आधार पर एकीकृत आकलन और उपशमन कार्यक्रमों में सुधार करके उनका प्रलेखन किया जाएगा।

6.3 संचार :

यह पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पादन पाइपलाइनों के ऑपरेटरों के लिए लिखित आंतरिक और बाहरी संचार कार्यक्रमों का विकास और कार्यान्वयन के लिए ढांचा उपलब्ध कराता है। सभी पाइपलाइन ऑपरेटर पाइपलाइन ऑपरेटर द्वारा शुरू किए

गए एकीकरण प्रबंधन प्रयासों का प्रचार-प्रसार करने के लिए संचार योजना बनाएँगे और कार्यान्वित करेंगे तथा आंतरिक और बाहरी सूचना या आदान भी प्राप्त करेंगे। इस कार्यक्रम से वांछित श्रोताओं, संदेश तत्व, संचार आवर्ती तथा पद्धति एवं कार्यक्रम मूल्यांकन का समाधान होना चाहिए। बाहरी अथवा आंतरिक संचार के माध्यम से प्राप्त सूचना जोखिम आकलन, एकीकृत आकलन तथा उपशमन के लिए विचार किया जाना चाहिए। संचार योजना में विशेषकर बाहरी और आंतरिक संचार प्रणाली की स्थापना शामिल है जैसा क्रमशः पैराग्राफ 6.3.1 और 6.3.2 में विविधिष्ट है।

6.3.1 बाहरी संचार

इसमें बाहरी एजेंसियों सहित संचार योजना शामिल होनी चाहिए, जो प्रचालक के व्यवसाय से सीधे तौर पर संबंधित नहीं होती, पाइपलाइन स्थल की जानकारी देने, क्षति रोकने संबंधी कार्रवाई करने, रिसाव की सूचना देने के लिए कंपनी से संपर्क करने की जानकारी देने तथा कोई खुदाई कार्य शुरू करने से पहले सूचना देना और इसी प्रकार की अन्य जानकारी। विभिन्न साधन जैसे वेब साइट, चेतावनी बोर्ड, पैम्फलेट वितरण, नुक्कड़ नाटक और अन्य साधनों का उपयोग ऑपरेटरों द्वारा इस उद्देश्य के लिए किया जा सकता है। निम्नलिखित बाहरी एजेंसियों को लक्षित किया जा सकता है, अर्थात् :-

- (i) भू-मालिक और किराएदार उपयोग अधिकार;
- (ii) पाइपलाइन मार्ग के आसपास आम जनता अथवा सार्वजनिक संस्थान, जैसे विद्यालय, अस्पताल इत्यादि;
- (iii) आपात प्रतिक्रियावादियों के अलावा सार्वजनिक अधिकारी और सांविधिक निकाय; और
- (iv) स्थानीय और क्षेत्रीय आपात प्रतिक्रियावादी।

6.3.2 आंतरिक संचार

इसमें एकीकृत प्रबंधन कार्यक्रम के संबंध में पाइपलाइन के प्रचालन और रखरखाव में शामिल कर्मचारियों और व्यक्तियों में सूचना का प्रचार-प्रसार शामिल होना चाहिए, ताकि वे कार्यक्रम के उद्देश्यों और जरूरतों को समझ सकें और उनका अनुपालन कर सकें। ऐसी योजना से आपातकाल के संदर्भ में सूचना और नियंत्रण के प्रवाह को पूरी तरह कवर किए जाने की भी संभावना है।

6.4 परिवर्तन प्रबंधन :

पाइपलाइन प्रणाली और आसपास का परिवेश, जिसमें पाइपलाइनें प्रचालन करती हैं, प्रायः गतिशील होती हैं और प्रचालनात्मक या उनमें अन्य कोई परिचालन के आधार पर परिवर्तन करने की कोई ज़रूरत होती है। पाइपलाइन प्रणाली में किसी परिवर्तन के कार्यान्वयन से पहले यह सुनिश्चित करने के लिए एक व्यवस्थित प्रक्रिया अपनाई जानी चाहिए कि पर्यावरण पर प्रभाव सहित पाइपलाइन एकीकृत में उनके संभावित जोखिम प्रभाव के संभावित परिवर्तन (जैसे अभिकल्प, प्रचालन या रखरखाव) का मूल्यांकन किया जाए। सभी प्राकृतिक गैस पाइपलाइन ऑपरेटरों को कम से कम निम्नलिखित का समाधान करने के लिए एकीकृत प्रबंधन कार्यक्रम में परिवर्तन योजना के प्रबंधन को परिभाषित करना चाहिए, अर्थात् :-

- (1) परिवर्तन के कारण;
- (2) परिवर्तन को अनुमोदित करने वाले प्राधिकारी;
- (3) प्रभावों को विश्लेषण (खतरा तथा जोखिम विश्लेषण);
- (4) प्रलेखन ;और
- (5) प्रभावित पार्टीयों को परिवर्तन की सूचना देना।

परिवर्तन करने के बाद उन्हें उपयुक्त अनुसार यह सुनिश्चित करने के लिए भावी जोखिम आकलन में शामिल किया जाएगा कि जोखिम आकलन प्रक्रिया से वर्तमान विन्यास, प्रचालन और रखरखाव के रूप में प्रणाली दुरुस्त हो। एकीकृत प्रबंधन योजना के उपशमन कार्यकलापों के परिणाम का प्रणाली और सुविधा डिज़ाइन तथा प्रचालन की जानकारी के रूप में इस्तेमाल किया जाना चाहिए।

पाइपलाइनों में परिवर्तन पाइपलाइन एकीकृत प्रबंधन योजना की प्रारम्भिकताएँ प्रभावित हो सकती हैं तथा जोखिम उपशमन उपाय नियुक्त हो सकते हैं। अभिकल्प आधार, प्रोसेस या प्रचालन संबन्धित मुद्दों में कोई परिवर्तन, जिससे जोखिम दर प्रभावित हो सकती हो, कोई परिवारन प्रबंधन से होकर गुजरना होगा।

6.5 गुणवत्ता नियंत्रण :

सभी कंपनियाँ मानक की ज़रूरत के अनुसार प्रलेखित प्रक्रिया और अभिलेख प्रलेखित प्रक्रिया और अभिलेख तैयार करेंगी तथा उनका रखरखाव करेंगी जिसे कंपनियों द्वारा रखे गए मौजूदा गुणवत्ता कार्यक्रम (उदाहरण के लिए ISO-9001) का हिस्सा भी बनाया जा सकता है। निम्नलिखित कार्यकलापों को गुणवत्ता नियंत्रण कार्यक्रम का हिस्सा बनाया जाना चाहिए , अर्थात् :-

- (i) एकीकृत प्रबंधन योजना, प्रक्रियाओं तथा अभिलेखों के लिए अपेक्षित दस्तावेजों की पहचान तथा रखरखाव करना। इसमें नियंत्रित और अनियंत्रित दोनों दस्तावेज़ शामिल होते हैं;
- (ii) कार्यक्रम, प्रलेखन के कार्यान्वयन आदि के लिए भूमिका और जिम्मेदारियों को परिभाषित करना;
- (iii) एकीकृत प्रबंधन योजना की समीक्षा करना तथा पूर्व-परिभाषित अंतराल की सिफारिश का कार्यान्वयन करना;
- (iv) एकीकृत प्रबंधन योजना को कार्यान्वित करने वाले व्यक्तियों को प्रशिक्षण देना तथा जागरूक करना;
- (v) एकीकृत प्रबंधन योजना तथा गुणवत्ता योजना की आवधिक आंतरिक लेखा-परीक्षा करना ; और
- (vi) एकीकृत प्रबंधन योजना या गुणवत्ता योजना में सुधार करने के लिए की गई सुधारात्मक कार्रवाई या अपेक्षित कार्रवाई का प्रलेखन करना।

6.6 जनशक्ति :

कंपनी के पास पाइपलाइन प्रणालियों की एकीकृत प्रबंधन योजना की तैयारी और विकास में पर्याप्त अनुभव और विशेषज्ञों को तैनात करने और विनियमन के अनुपालन के लिए आवश्यक गतिविधियों के आधार पर स्थापना की लिखित योजना अथवा सिद्धांत होगा। उक्त योजना में डिज़ाइन, निर्माण, कमीशन, प्रचालन और रखरखावः कंपनी को परियोजना के विभिन्न चरणों के लिए जनशक्ति आवश्यकताओं को पूरा करना होगा।

अनुसूची 7

एकीकृत प्रबंधन प्रणाली (आईएमएस) का अनुमोदन :

7.0 पाइपलाइन एकीकृत प्रबंधन प्रणाली (आईएमएस) दस्तावेज़ के रूप में एक प्रबंधन योजना है जो प्रचालक के कर्मचारियों, ग्राहकों, विनियामक प्राधिकारियों और इसी तरह के अन्य संबंद्ध के बारे में बताती है कि ऑपरेटर तथा उसकी परिसंपत्तियों का प्रबंधन कैसे किया जाता है, यह बताते हुए-

- (i) परिसंपत्ति के प्रत्येक पहलू तथा उसके प्रबंधन के लिए कौन जिम्मेदार हैं;
- (ii) तथ्यों और उद्देश्यों को प्राप्त करने के लिए क्या नीतियाँ और प्रक्रियाएँ हैं;
- (iii) इन्हें कैसे कार्यान्वित किया जाता है;
- (iv) निष्पादन को कैसे मापा जाता है और;
- (v) सम्पूर्ण प्रणाली की नियमित रूप से कैसे समीक्षा तथा लेखा-परीक्षा की जाती है।

पहली बार आईएमएस दस्तावेज़ का अनुमोदन कंपनी के बोर्ड द्वारा किया जाएगा। हालांकि, समीक्षा प्रत्येक तीन वर्षों में की जाएगी, अनुमोदन कंपनी (संस्था) के सीईओ अथवा पूर्णकालिक निदेशक द्वारा किया जाएगा था प्रबंधन के सभी स्तरों द्वारा

इसके तत्वों का अनुपालन किया जाएगा। आने वाले समय में पाइपलाइन प्रणाली का रखरखाव करने के लिए लाभ के संबंध में कंपनी (संस्था) के अंदर और बाहर सोसायटी की आवश्यक जागरूकता का भी सृजन किया जाएगा।

प्रलेखन को निम्नलिखित तीन स्तरों तथा छः चरणों में तैयार किया जाएगा जैसा कि आगे अनुच्छेद 7.1 में विविधिष्ट है।

7.1 संबंधन का अनुमोदन :

चरण#1 : आंतरिक दल या परामर्शदाता द्वारा तैयार की जाएगी

चरण#2 : आंतरिक दल की शीर्ष या परामर्श प्रमुख द्वारा जांच की जाएगी

चरण#3 : कंपनी के प्रचालन दल प्रमुख द्वारा अन्तरिम रूप से अनुमोदन किया जाएगा

चरण#4 : तीसरे पक्ष की निरीक्षण एजेंसी (टीपीआईए) द्वारा विनियम सहित आईएमएस दस्तावेज़ की अनुरूपता।

चरण#5 : बोर्ड द्वारा पहली बार कार्यान्वयन हेतु एकीकृत प्रबंधन प्रणाली दस्तावेज़ को अनुमोदन देना तथा कंपनी के सीईओ या पूर्णकालिक निदेशक द्वारा बाद में आवधिक समीक्षा करना।

चरण#6 : अनुमोदित आईएमएस दस्तावेज़ इसके कार्यान्वयन की पुष्टि से लेकर बोर्ड को प्रस्तुत किया जाएगा।

अनुसूची - 8

एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की कार्यान्वयन अनुसूची

क्रं.सं.	कार्यकलाप	समय अनुसूची
1	पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विनिर्देश) विनियम, 2016 का अनुपालन	अनुमोदित आईएमएस दस्तावेज़ प्रस्तुत करने के साथ बोर्ड को जमा करने की पुष्टि।
2	एकीकृत प्रबंधन प्रणाली दस्तावेज़ तैयार करना तथा कंपनी के संचालन अथवा रखरखाव दल के प्रमुख द्वारा अनुमोदन।	इन विनियमों की अधिसूचना की तारीख से 1 (एक) वर्ष।
3	तीसरे पक्ष की निरीक्षण एजेंसी द्वारा विनियम सहित एकीकृत प्रबंधन प्रणाली दस्तावेज़ की पुष्टि करना।	कंपनी के प्रचालन दल के प्रमुख के अनुमोदन की तारीख से 3 (तीन) माह।
4	बोर्ड द्वारा पहली बार कार्यान्वयन हेतु एकीकृत प्रबंधन प्रणाली दस्तावेज़ को अनुमोदन देना तथा कंपनी के सीईओ या पूर्णकालिक निदेशक द्वारा बाद में आवधिक समीक्षा करना।	तीसरे पक्ष की निरीक्षण एजेंसी (टीपीआईए) द्वारा अनुरूपता मूल्यांकन की तारीख से 3 (तीन) माह।
5	कार्यान्वयन का प्रारम्भ	उपर्युक्त क्रं.सं. 4 में विविधिष्ट गतिविधियों के अनुमोदन के तत्काल बाद।
6	बोर्ड को एकीकृत प्रबंधन प्रणाली दस्तावेज़ प्रस्तुत करना।	अनुमोदन से एक माह में ऊपर क्रमांक 4 पर उल्लेख किया गया है।
7	बोर्ड को अनुपालन विवरण प्रस्तुत करना।	बोर्ड को हर साल प्रस्तुत किया जाएगा।

नोट : अनुसूची-7 में उल्लेख किए गए अनुसार कार्यान्वयन के उपायों का अनुपालन किया जाएगा।

* - नई पाइपलाइनों के लिए, उपरोक्त को कमीशन की तारीख से एक वर्ष के अंदर अनुपालन किया जाएगा।

अनुसूची-9

एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की समीक्षा

9.1 एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की समीक्षा की अवधि

कंपनी समय-समय पर अपनी संबंधित मौजूदा एकीकृत प्रबंधन प्रणाली(आईएमएस) की समीक्षा कर सकती हैं। हालांकि, ऐसा वे हर 3 (तीन) साल के अंतराल से अधिक बार नहीं कर सकतीं। साथ ही, एकीकृत प्रबंधन कार्यक्रम और या कानूनी अथवा नियामक आवश्यकताओं में किसी भी परिवर्तन के आधार पर अनुसूची 7 के प्रावधानों के अनुसार आवश्यक रूप से इसे अपडेट कर सकती हैं। हालांकि, एक गतिशील प्रकृति के परिवर्तन, जैसे जोड़ना, हटाना, संपत्तियों को संशोधित करना, प्रमुख कर्मियों, अन्य उपकरणों के साथ इंटरफेस और इसी तरह के अन्य परिवर्तनों को आईएमएस में संशोधन की आवश्यकता नहीं हो सकती है और संबंधित कंपनी द्वारा नियमित रूप से अपडेट किया जा सकता है।

9.2 एकीकृत प्रबंधन प्रणाली का ऑडिट

पाइपलाइन एकीकृत प्रबंधन प्रणाली का ऑडिट नियमित आधार पर किया जाता है। ऑडिट का उद्देश्य इन नियमों में निर्धारित सिद्धांतों और प्रक्रियाओं का अनुपालन सुनिश्चित करना है। सिफारिशें और सुधारात्मक कार्रवाई को पाइपलाइन एकीकृत प्रबंधन प्रणाली में प्रलेखित और शामिल किया जाएगा।

निम्नलिखित बुनियादी चीज़ों संपूर्ण एकीकृत प्रबंधन प्रणाली के किसी भी आंतरिक और बाहरी ऑडिट पर आधारित होंगी , अर्थात् :-

- (i) आईएमएस दस्तावेज़ विकसित, स्वीकृत और मान्य है;
- (ii) गतिविधियाँ एकीकृत प्रबंधन प्रणाली के अनुसार की जाती हैं;
- (iii) सत्यापित करना कि वार्षिक निष्पादन उपायों का मूल्यांकन किया गया है;
- (iv) सभी कार्रवाई आइटम या विसंगतियां समय पर बंद हो जाती हैं;
- (v) उपयोग किए जाने वाले जोखिम मानदंडों की समीक्षा की गई और दस्तावेज़ किए गए ;और
- (vi) रोकथाम, शमन और मरम्मत मानदंड स्थापित, मिले और प्रलेखित किए गए हैं।

9.3 समय-समय पर आंतरिक और बाहरी ऑडिट किया जाना

परिचालन चरण के दौरान निम्नलिखित ऑडिट को पूरा करके इन नियमों के प्रावधानों का अनुपालन सुनिश्चित करने के लिए एक प्रणाली होनी चाहिए , अर्थात् :-

- (क) आंतरिक ऑडिट - वर्ष में एक बार।
- (ख) बाहरी ऑडिट - निदेशक मंडल द्वारा प्राधिकृत किसी तीसरे पक्ष द्वारा अनुमोदित आईएमएस के अनुसार हर तीन साल में एक बार।

परिशिष्ट – 1

संदर्भ

कार्यालय ज्ञापन कर्मियों के उपयोग के लिए पाइपलाइन इंटी एकीकृत से संबंधित मानक प्रचालन और रखरखाव प्रक्रियाओं के संदर्भ दस्तावेज विकसित किए जा सकते हैं। उनमें से कुछ संदर्भ के लिए नीचे उल्लिखित हैं, अर्थात् :-

- 1) पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विनियोग) विनियम, 2016;
- 2) पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (आपात प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना (ईआरडीएमपी) की आचरण पद्धति) विनियम, 2010;

- 3) ASME B31.4 – लिंकिड हाइड्रोकार्बन और अन्य तरल पदार्थों के लिए पाइपलाइन परिवहन प्रणाली;
- 4) ASME B31.8S – गैस पाइपलाइनों की प्रबंधन प्रणाली की एकीकृत;
- 5) API 1160 - ख्रतरनाक तरल पाइपलाइनों के लिए प्रबंध प्रणाली एकीकृत;
- 6) ASME B31Q – पाइपलाइन कार्मिक योग्यता;
- 7) ASME B31G – कोरोडेड पाइप की शेष ताकत का निर्धारण करने के लिए मैनुअल।

परिशिष्ट – 2

महत्वपूर्ण कार्यकलाप कार्यान्वयन अनुसूची

क्र.सं.	महत्वपूर्ण कार्यकलाप	समय – अनुसूची
1	कैथोडिक सुरक्षा (सीपी) निरीक्षण	पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विनिर्देश) विनियम, 2016 के अनुसार
2	पिरिंगअथवा इंटेलिजेंट पिरिंग	
3	पर्यवेक्षण	
4	कोटिंग सर्वेक्षण	
5	जल परीक्षण	
6	जीआईएस माननित्रण कार्यान्वयन	इन विनियमों की अधिसूचना से पाइपलाइन के चालू होने के 2(दो) साल या 2 (दो) साल के अंदर
7	रिसाव का पता लगाने की प्रणाली का कार्यान्वयन	इन विनियमों की अधिसूचना से पाइपलाइन के चालू होने के 2 (दो) साल या 2 (दो) साल के अंदर

परिशिष्ट - 3

विशिष्ट खतरों के संबंध में एकीकृत आकलन अथवा प्रबन्धन पद्धति* के चयन हेतु सुझाया गया चार्ट

खतरा समूह	खतरा	एकीकृत आकलन अथवा प्रबन्धन पद्धति*	आकलन अवधि
(क) समयानुसार होने वाले खतरे			
	बाहरी कोरोज़न	इनलाइन निरीक्षण अथवा बाहरी हिस्से पर लगे जंग के प्रत्यक्ष मूल्यांकन (ईसीडीए) अथवा दबाव परीक्षण अथवा किसी भी अन्य एकीकृत आकलन पद्धति	अधिकतम 10 (दस) वर्ष**
	आंतरिक कोरोज़न	इनलाइन निरीक्षण अथवा आंतरिक हिस्से पर लगे जंग का प्रत्यक्ष मूल्यांकन (आईसीडीए) अथवा दबाव परीक्षण अथवा किसी भी अन्य एकीकृत आकलन पद्धति	अधिकतम 10 (दस) वर्ष**
	स्ट्रेस कोरोज़न क्रेकिंग	इनलाइन निरीक्षण अथवा स्ट्रेस कोरोज़न प्रत्यक्ष मूल्यांकन (एससीसीडीए) अथवा दबाव परीक्षण अथवा किसी भी अन्य एकीकृत आकलन पद्धति	अधिकतम 10 (दस) वर्ष**
(ख) स्थायी खतरे			
क) विनिर्माण संबंधी दोष	खराब पाइप सीम	इनलाइन निरीक्षण अथवा दबाव परीक्षण अथवा किसी भी अन्य एकीकृत आकलन पद्धति	कमीशनिंग से पहले या आवश्यकता पड़ने पर
	खराब पाइप		
ख) वेलिंग अथवा फैब्रिकेशन संबंधित	खराब पाइप गर्थ वेल्ड	कैलिपर पिरिंग अथवा इलेक्ट्रॉनिक गेजिंग पिरिंग (ईजीपी)	
	खराब फैब्रिकेशन वेल्ड		
	मुड़ा हुआ बैंड या बक्कल	विजुअल परीक्षण अथवा रिसाव सर्वेक्षण	
	स्ट्रिप श्रेड अथवा टूटा हुआ पाइप		
ग) उपकरण	गैसकेट अथवा ओ-रिंग की	विजुअल परीक्षण अथवा	

	ख़राबी	रिसाव सर्वेक्षण	
	नियंत्रण अथवा राहत उपकरण की ख़राबी	विजुअल परीक्षण अथवा रिसाव सर्वेक्षण	
	पंप सील पैकिंग की ख़राबी	विजुअल परीक्षण अथवा रिसाव सर्वेक्षण	

(ग) समय- इन्डिपेंडेट

(क) तीसरा पक्ष अथवा मेकेनिकल ख़राबी	पहले, दूसरे या तीसरे पक्ष द्वारा पहु़चायी गई क्षति (तात्कालिक अथवा तत्काल ख़राबी)	सार्वजनिक शिक्षा (संचार योजना और निवारक कार्य देखें), पैट्रोलिंग, आर औ यू रखरखाव, बाहरी संरक्षण	मासिक अथवा तिमाही
	पुराना ख़राब पाइप (ख़राब प्रणाली में विलंब)	ऊपर + रिसाव सर्वेक्षण, पुनर्वास	
	विध्वंश	उपर्युक्त सभी	
	ज्यामिति में परिवर्तन	ईजीपी सर्वेक्षण (तीन साल में एक बार)	
(ख) गलत ऑपरेशन	गलत प्रचालन प्रक्रिया	अनुपालन ऑडिट	आवश्यकता पड़ने पर
(ग) मौसम संबन्धित और बाहरी ताक़तें	मौसम संबंधी	रिसाव सर्वेक्षण, निगरानी	
	बिजली गिरना	सर्ज डायवर्टर का निरीक्षण	
	भारी वर्षा या बाढ़ आना	निरीक्षण, निगरानी	
	भूमि में हलचल	स्ट्रेन की निगरानी, रिसाव सर्वेक्षण।	
	दर्रा क्षेत्र प्रभाव	निगरानी, रिसाव सर्वेक्षण, निरीक्षण	
	कीचड़ अथवा गंदला क्षेत्र प्रभाव	निगरानी, रिसाव सर्वेक्षण, कैथोडिक संरक्षण निगरानी	
	नदी तल हलचल	निगरानी, रिसाव सर्वेक्षण, निरीक्षण	

* कुछ महत्वपूर्ण आकलन पद्धतियों को इन विनियमों की अनुसूची-5 में दर्शाया गया है।

** आंतरिक निरीक्षण की आवृति पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विनियोग) विनियम, 2016 के अनुसार होगी।

वंदना शर्मा, सचिव

[विज्ञापन-III/4/असा./246/2021-22]

PETROLEUM AND NATURAL GAS REGULATORY BOARD
NOTIFICATION

New Delhi, the 27th August, 2021

F. No. PNGRB/Tech/15-IMSPPPLReg. /1/2021-Volume (3) (P-3385).—In exercise of the powers conferred by section 61 of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Act, 2006 (19 of 2006), the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board hereby makes the following regulations, namely: -

1. Short title and commencement:

- (1) These regulations may be called the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Integrity Management System for Petroleum and Petroleum Products Pipelines) Regulations, 2021.
- (2) They shall come into force on the date of their publication in the Official Gazette.

2. Definitions:

- (1) In these regulations unless the context otherwise requires, -
- (a) "Act" means the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board Act, 2006(19 of 2006);
- (b) "Appendix" means the Appendix to these regulations;
- (c) "Board" means the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board established under sub-section (1) of section 3 of the Act;
- (d) "Integrated surveillance system" means the pipeline surveillance for third party encroachment activities along ROU and such surveillance may use optical fiber cable, microwaves, and satellite as communication systems and could integrate SCADA's data;
- (e) "Intermediate pump station" means the installation located at any place between starting point and the terminal point having pumps to enhance the pressure of the fluid to achieve desired flow rate;
- (f) "Operator" means an entity that operates Petroleum and Petroleum Products Pipelines with the authorization of the Board;
- (g) "Originating pump station" means facilities installed at the start of the pipeline system for developing required fluid pressure so as to achieve desired flow rates in the pipeline system;
- (h) "Petroleum and Petroleum Products Pipeline" means any of the pipelines as defined under Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing entities to Lay, Build, Operate or Expand Petroleum and Petroleum Product Pipelines) Regulations, 2010;
- (i) "Right of User (RoU)" means the area or portion of land with which the pipeline operator or owner has acquired the right through the relevant Statutory Acts or in accordance with the agreement with the land owner or agency having jurisdiction over the land to lay and operate the Petroleum and Petroleum Products Pipelines;
- (j) "Risk" means the measure of potential loss in terms of both the incident probability (likelihood) of occurrence and the magnitude of the consequences of such occurrence;
- (k) "Risk analysis" has the same meaning as the Risk Assessment defined in clause (h);
- (l) "Risk assessment" means systematic process in which potential hazards from facility operation are identified, and the likelihood and consequences of potential adverse events are estimated and such risk may have varying scopes, and can be performed at varying levels of detail depending on the operator's objectives;
- (m) "Risk management" means overall program consisting of identifying potential threats to an area or equipment; assessing the risk associated with those threats in terms of incident likelihood and consequences; mitigating risk by reducing the likelihood, the consequences, or both; and measuring the risk reduction results achieved;
- (n) "Schedule" means the Schedule to these regulations;
- (o) "Shall" indicates mandatory requirement;
- (p) "Should" indicates a recommendation or that which is advised but not mandatory;

- (q) "Subject Matter Expert (SME)" means an individual who possesses knowledge and experience in the process or discipline one represents as per ASME B 31 Q";
- (r) "Terminal station" means a facility to receive products at the end of the pipeline and this may include the tankage for storage of petroleum and petroleum products;
- (2) Words and expressions used and not defined in these regulations, but defined in the Act or in the rules or regulations made there under, shall have the meanings respectively assigned to them in the Act or in the rules or regulations, as the case may be and other definitions or terminologies used for integrity assessment like anomaly, defect, MAOP and like other purposes which are not defined in these regulations, shall have the same meaning respectively as defined in ASME B31.4 or API 1160.

3. **Applicability:**

These regulations shall apply to all the entities engaged in laying, building, operating or expanding, maintaining and decommissioning Petroleum and Petroleum Products Pipelines.

4. **Scope:**

- (1) These regulations shall cover integrity management of all the existing and new Petroleum and Petroleum Products Pipelines including High Vapour Pressure (HVP) liquids and the associated facilities required for transportation of petroleum and petroleum products through pipelines such as storage facilities, delivery stations or terminals, intermediate pigging facilities, pumping stations, sectionalizing valves and like other facilities of pipeline installations.
- (2) The design, materials and equipment, piping system components and fabrication, installation and testing, commissioning or de-commissioning, corrosion control, Operation and Maintenance and Safety and like other devices or operations of petroleum installations shall be in accordance with Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for petroleum installations) Regulations, 2020 and the same in respect of LPG Storage, handling and bottling facility shall be in accordance with (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for LPG Storage, handling and bottling facility) Regulations, 2019.
- (3) The pipeline design, materials and equipment, piping system components and fabrication, installation and testing, commissioning, corrosion control, operation and maintenance, safety and fire protection and the followed shall be in accordance with Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum and Petroleum Products Pipeline) Regulations, 2016.

5. **Objectives:**

- (1) These regulations outline the basic features and requirements for developing and implementing an effective and efficient Integrity Management Plan (IMP) for Petroleum and Petroleum Products Pipeline system.
- (2) These regulations are intended to-
 - (a) evaluate the risk associated with Petroleum and Petroleum Products Pipeline and effectively allocate resources for prevention, detection and mitigation activities;
 - (b) improve the safety of petroleum and petroleum products pipeline so as to protect the personnel, property, public and environment; and
 - (c) minimize the probability of failure of petroleum and petroleum products pipeline for streamlined and effective operations

6. **Integrity Management System:**

The development and implementation of Integrity Management System for the Petroleum and Petroleum Product Pipelines shall be as described in SCHEDULE-1 to SCHEDULE-9.

7. **Default and consequences:**

- (1) Compliance to the provisions of these regulations shall be done through implementation schedule as described in Schedule-7, Schedule-8 and Schedule-9 in conjunction to Appendix-II.
- (2) In case of any shortfall in achieving the implementation schedule and compliance of Integrity Management System as specified in these Regulations, the entity shall be liable to face the

following consequences, namely: -

- (a) the entity shall be required to complete each activity within the time limit specified by the Board and if there is any deficiency in achieving in one or more of the activities, the entity shall submit a mitigation plan with time schedule to the Board and make good all short comings within the time schedule. If the entity fails to complete activities within the specified time schedule, relevant penal provisions of the Act shall apply; and
- (b) in case the entity fails to implement the approved Integrity Management System, the Board may issue a notice to defaulting entity allowing it a reasonable time to implement the provisions of Integrity Management System and in case the entity fails to comply within such reasonable time, the relevant provisions of the Act and these regulations shall apply.

8. Requirement under other statutes:

It shall be necessary to comply with all statutory rules, regulations and Acts in force as applicable and obtain requisite approvals from the relevant Competent Authorities for the Petroleum and Petroleum Product Pipelines.

9. Miscellaneous:

- (1) In accordance these regulations, the uniform application of Integrity Management System is to be ensured for all Petroleum and Petroleum Product Pipelines;
- (2) Entity operating and maintaining Petroleum and Petroleum Products Pipeline shall have a written plan or methodology of deploying qualified and trained manpower at the installations based on activities required for compliance to these regulations.
- (3) These regulations either on suo-motu basis or on the recommendation of concerned sub-committee of petroleum and petroleum products pipelines shall be reviewed by the Board from time to time;

10. Power to remove difficulties:

If any dispute arises with regard to the interpretation of any of the provisions of these regulations, the decision of the board shall be final.

SCHEDULES

(See regulation 6)

SCHEDULE – 1

OBJECTIVE:

The objective of Pipeline Integrity Management System (PIMS) is to maintain integrity of Petroleum and Petroleum Products Pipelines at all times to ensure public safety, protect environment and ensure availability of pipeline to transport petroleum and petroleum product without interruptions and to minimize risks associated with accidents and losses. The availability of the Integrity Management System shall allow personnel engaged in integrity tasks to have clearly established work aims and targets in the short, medium and long term, which undoubtedly will enhance their efficiency and satisfaction to attain them.

The Integrity Management System shall enable the pipeline operator or transporter to select and identify system for implementation such that the Integrity Management System shall be uniform for all petroleum and petroleum products pipelines entities within the country.

An effective Integrity Management System should aim to:

- (a) ensure petroleum and petroleum products pipelines integrity in all areas which have potential for adverse consequences;
- (b) promote a more rigorous and systematic management of petroleum and petroleum products pipelines integrity and mitigate the risk;
- (c) enhance the general confidence of the public in the operation of petroleum and petroleum products pipelines; and
- (d) enhance the life of the petroleum and petroleum products pipelines with the inbuilt incident investigation and data collection including review by the entity.

SCHEDULE – 2

INTRODUCTIONS TO THE INTEGRITY MANAGEMENT SYSTEM (IMS):

- 2.1 Every petroleum & petroleum products pipeline operator's primary focus shall be on operation and maintenance of petroleum and petroleum products pipelines in such a way that it would continuously provide un-interrupted services to customers with utmost reliability and safety without any untoward incident which can adversely impact the environment.
- 2.2 A Pipeline Integrity Management System shall provide a comprehensive and structured framework for assessment of pipeline condition, likely threats, risks assessment and mitigation actions to ensure safe and incident free operation of the pipeline system.
- 2.3 Such a comprehensive integrity management system shall essentially comprise the following elements, namely: -
 - (a) **Integrity Management Plan (IMP):** This encompasses collection and validation of data, assessment of spectrum of risks, risk ranking, assessment of integrity with respect to risks, risks mitigation, updating data and reassessment of risk.
 - (b) **Performance evaluation of IMP:** This is a mechanism to monitor the effectiveness of integrity management plan adopted and for further improvement.
 - (c) **Communication Plan:** This covers a structured plan to regulate information and data exchange within and amongst the internal and external environment.
 - (d) **Management of Change:** This is a process to incorporate the system changes (technical physical, procedural and organization changes) into Integrity Management Plan to update the integrity management plan.
 - (e) **Quality Plan:** This is a process to establish the requirements of quality in execution of the processes defined in the Integrity Management Plan.

These elements are specified in details in Schedule-6.

SCHEDULE – 3

DESCRIPTION OF PETROLEUM AND PETROLEUM PRODUCTS PIPELINES SYSTEM:

- 3.1 **PHYSICAL DESCRIPTION:** Description of Petroleum and Petroleum products pipeline shall include specific description of the pipelines, pumping stations, valves stations and major installations such as the following, namely: -
 - 3.1.1 Steel Pipeline networks.
 - 3.1.2 Storage facilities or tanks- atmospheric or low pressure or high pressure.
 - 3.1.3 Pumping Stations or Intermediate Pump stations.
 - 3.1.4 Sectionalizing Valve Stations.
 - 3.1.5 Dispatch Terminal or Receiving Terminal.
 - 3.1.6 Control Rooms.
 - 3.1.7 Safety Equipment.
 - 3.1.8 Intermediate Pigging Stations.
 - 3.1.9 Tap-Off Stations.
 - 3.1.10 Electrical System.
 - 3.1.11 Cathodic Protection System.
 - 3.1.12 Telecom or SCADA or Data Transfer System.
 - 3.1.13 Spur-pipelines.
- 3.2 **OTHER DESCRIPTION:** The following are the other descriptions, namely: -
 - 3.2.1 ROU Details-ROU width and constraints, if any.
 - 3.2.2 Interfaces with other operators' facilities or pipelines, if any.

3.2.3 Historical background of the pipeline and major modifications and additions carried out in the system, if any.

SCHEDULE – 4

SELECTION OF APPROPRIATE INTEGRITY MANAGEMENT SYSTEM

4.1 Integrity Management System for Petroleum and Petroleum products pipelines could employ either a performance-based Integrity Management System or a prescriptive type Integrity Management System. Whereas, petroleum and petroleum products pipeline industry has gathered a reasonably good experience of pipeline operations and such pipeline industry is fairly mature. A performance-based Integrity Management System are appreciated globally. However, where pipeline systems are in developing stage. A prescriptive type Integrity Management System is recommended. Whereas, the Performance based Integrity Management System recognizes the experience of the entity which has been operating the pipeline but the prescriptive type Integrity Management System is more rigorous as it considers the worst-case scenario of the failures in the pipeline systems and therefore worst-case scenario for mitigation.

4.2 Though subsequent Schedules in these Regulations apply to both prescriptive and performance-based type of Integrity Management System, these regulations mainly focus on prescriptive aspects in absence of adequate historical Integrity Management System (IMS) data.

4.3 A prescriptive type of Integrity Management System mandates the implementation of an established process for addressing the risks, their consequences and proven methods for mitigation. It also mandates the in- house development of Integrity Management Plan (IMP), management of change process pertaining to technical aspects. However, entity may adopt more rigorous IMP within a prescriptive IMP based on their in-house assessment.

SCHEDULE – 5

INTEGRITY ASSESSMENT, MONITORING AND SURVEYS:

5.0 Some of the tools for integrity assessment, surveys, monitoring and surveillance are provided below. The operator shall employ at least one integrity assessment tool, and should use all applicable surveys, monitoring & surveillance tools necessary to achieve the IMS for petroleum and petroleum product pipeline. It may be noted that the baseline data for specific measurement should be available with the operator.

The operator of a pipeline system shall develop a chart of most suited integrity assessment tool, surveys, monitoring and surveillance and interval for each applicable threat or risk and further develop appropriate specifications and quality control plan for such assessment. After establishing effectiveness of assessment, the interval of assessment may be further modified subject to any other code requirement such as Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for petroleum and petroleum products pipeline) Regulations 2016. A suggested chart is placed at APPENDIX –III.

5.1 INTEGRITY ASSESSMENT TOOLS:

5.1.1 In-Line Inspection:

In-line inspection (ILI) is an integrity assessment method used to locate and characterize indications, such as, metal loss due to internal or external corrosion and other mechanical damage or deformation.

Internal inspection tool shall have capability of detecting corrosion and deformation anomalies that is to say dents, gouges, grooves and like other deformation anomalies Instrumented Pigging (Intelligent Pigging) or any other technology that can provide a level of integrity assessment equivalent to In-line Inspection in accordance with provisions of Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for petroleum and petroleum products pipeline) Regulations 2016 may be employed as Integrity Assessment Method.

5.1.2 Hydro or Pressure Testing of In-service Pipelines:

Hydro or Pressure testing is appropriate for integrity assessment when addressing certain threats at the pre-commissioning stage itself at test pressure specified in the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum and Petroleum products Pipelines) Regulations, 2016. Hydro Testing or Pressure testing can also be employed as an integrity assessment tool during service life.

5.1.3 Direct Assessment:

Direct assessment is an integrity assessment method utilizing a structured process through which the operator is able to integrate knowledge of the physical characteristics and operating history of a pipeline system or segment with the results of inspection, examination, and evaluation, in order to determine the integrity.

External Corrosion Direct Assessment (ECDA), Internal Corrosion Direct Assessment (ICDA) and Stress Corrosion Cracking Direct Assessment (SCCDA) are the available tools for direct assessment and evaluation.

- 5.1.3.1 External Corrosion Direct Assessment (ECDA) can be used for determining integrity for the external corrosion threat on pipeline segments. While implementing External Corrosion Direct Assessment if the pipe is exposed, the operator is advised to conduct examinations for threats other than that for external corrosion also (like mechanical and coating damages).
- 5.1.3.2 Internal Corrosion Direct Assessment (ICDA) can be used for determining integrity for the internal corrosion threat on pipeline segments.
- 5.1.3.3 Stress Corrosion Cracking Direct Assessment (SCCDA) can be used for determining integrity for the stress corrosion threat on pipeline segments.

Each of aforesaid assessments are carried out in four steps as below, namely: -

- (a) Pre-assessment- incorporating various data gathering, database integration and analysis;
- (b) Indirect Inspection- using either tools or calculations to flag possible corrosion sites, or calls, based on the evaluation or extrapolation of the database;
- (c) Direct or Detailed Examination- excavation and examination to confirm corrosion at the identified sites and remediation as provided in Schedule 6; and
- (d) Post-assessment - to determine the fitness for service of pipeline, re-assessment interval and effectiveness of Direct Assessment.

5.1.4 Other Integrity Assessment Methodology:

Other proven integrity assessment methods for pipeline may exist for use in managing the integrity of pipeline. For the purpose of these regulations, it is acceptable for an operator to use these inspections as an alternative to pressure testing or direct assessment and where ILI is not feasible due to operational or other constraints.

5.2 MONITORING AND SURVEYS:

5.2.1 Cathodic Protection (CP) System Monitoring:

Following cathodic protection monitoring methods are available, namely: -

- (i) Pipe to Soil Potential Survey;
- (ii) Transformer Rectifier Unit or Cathodic Protection Power Supply Module - current and voltage monitoring method;
- (iii) Closed Interval Potential Logging Survey;
- (iv) Coating Health Surveys (Current Attenuation Test, Direct Current Voltage Gradient survey and Alternating Current Voltage Gradient Survey); and
- (v) Pipeline AC and DC Interference Survey including survey at Foreign Pipeline Crossings, Power Transmission line crossings or parallelism and other Stray current sources. It shall be obligatory on all the entities involved to facilitate conduct studies or surveys and take mitigation measures.

5.2.2 Internal corrosion monitoring should be done through Corrosion coupon or ER Probe, debris analysis from cleaning pigging, quality monitoring at source and like other monitoring. The quality of fluids transported through pipeline shall be monitored especially with respect to moisture and like other conditions to prevent the internal corrosion.

5.2.3 Thickness assessment and periodic review against baseline values:

For all sections of the pipelines above ground, all pipeline skids and pressure vessels, a periodic thickness assessment and comparison with baseline values may be done and employed as Integrity Assessment tool. Possibility of thickness survey should be explored whenever underground portion of the pipeline is exposed for whatsoever reasons.

5.2.4 Pipeline equipment Health Monitoring:

Pipeline equipment such as main line sectionalizing valves, other valves, pig launching and receiving facilities and like other facilities may be checked periodically for their operation.

5.3 Surveillance of Pipelines:

Various effective surveillance methods are being used as direct integrity assessment tools. Based upon the experience and resource management, one or multiple tools may be followed by the operator; some of them are detailed in succeeding paragraph 5.3.1.

5.3.1 Patrolling or Ground Survey of the Right of User which includes Line Walk for ensuring clear visibility of Right of User, access to maintenance crew along the Right of User, valve locations and other pipeline facilities. This also helps to observe surface conditions, leakage, construction activity performed by external agencies, encroachments, washouts and any other factors affecting the safety and operation of the pipeline and also, patrolling ground survey may be done for maintenance of all pipeline markers, kilometer posts and other specific indication marks along the pipeline. Such surveillance may also include-

- (i) night patrolling by Line walkers or alternative security surveillance system where the pipeline location is vulnerable from security point of view
- (ii) right of User tracking through satellite imaging methods for critical stretches of pipeline system
- (iii) aerial survey of Right of User at critical and in-accessible stretches such as hilly regions and Ghat sections and like other regulations and section; and
- (iv) identify the vulnerable locations from pilferage point of view.

5.3.2 Integrated Surveillance System for critical stretches

The above system may use various types of detection systems such as the following, namely: -

1. Fiber Optics System
2. Ground Censor System
3. Radar based detection system
4. Fence secure data access system

5.3.3 Awareness Program:

Villagers and general public along the right of way shall be made aware of the possible consequence of hydrocarbon leaks by providing a list of Do's and Don'ts. Safety awareness among the administration and local public may be created as per disaster management plan in accordance with the provisions of Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Codes of Practices for Emergency Response and Disaster Management Plan), Regulations, 2010.

SCHEDULE – 6

DESIGNING APPLICABLE INTEGRITY MANAGEMENT SYSTEM FOR PETROLEUM AND PETROLEUM PRODUCT PIPELINES:

6.0. All operators of existing and new petroleum and petroleum product pipelines shall develop an integrity management program comprising the necessary plans, implementation schedule and assessment of its effectiveness in order to ensure safe and reliable operation of the pipelines. It is recognized that the comprehensive pipeline integrity management program is based on continuous exercise of extensive data collection, assimilation and analysis. Further, an integrity management program should be devised on specified methods, procedures and time intervals for assessments and analyses or on the basis of performance of the program with regard to efficacy of integrity assessment plan, its results and mitigation efforts. For operators implementing an integrity management program in the absence of base line and performance data, it may become imperative to adopt a prescriptive integrity management program initially.

6.1 Pipeline Integrity Management Plan

All petroleum and petroleum product pipelines and associated facilities installed as a part of pipeline shall be covered in pipeline integrity management plan. The cycle of basic processes of integrity management Plan is illustrated (Figure-1) and further detailed hereunder, namely:

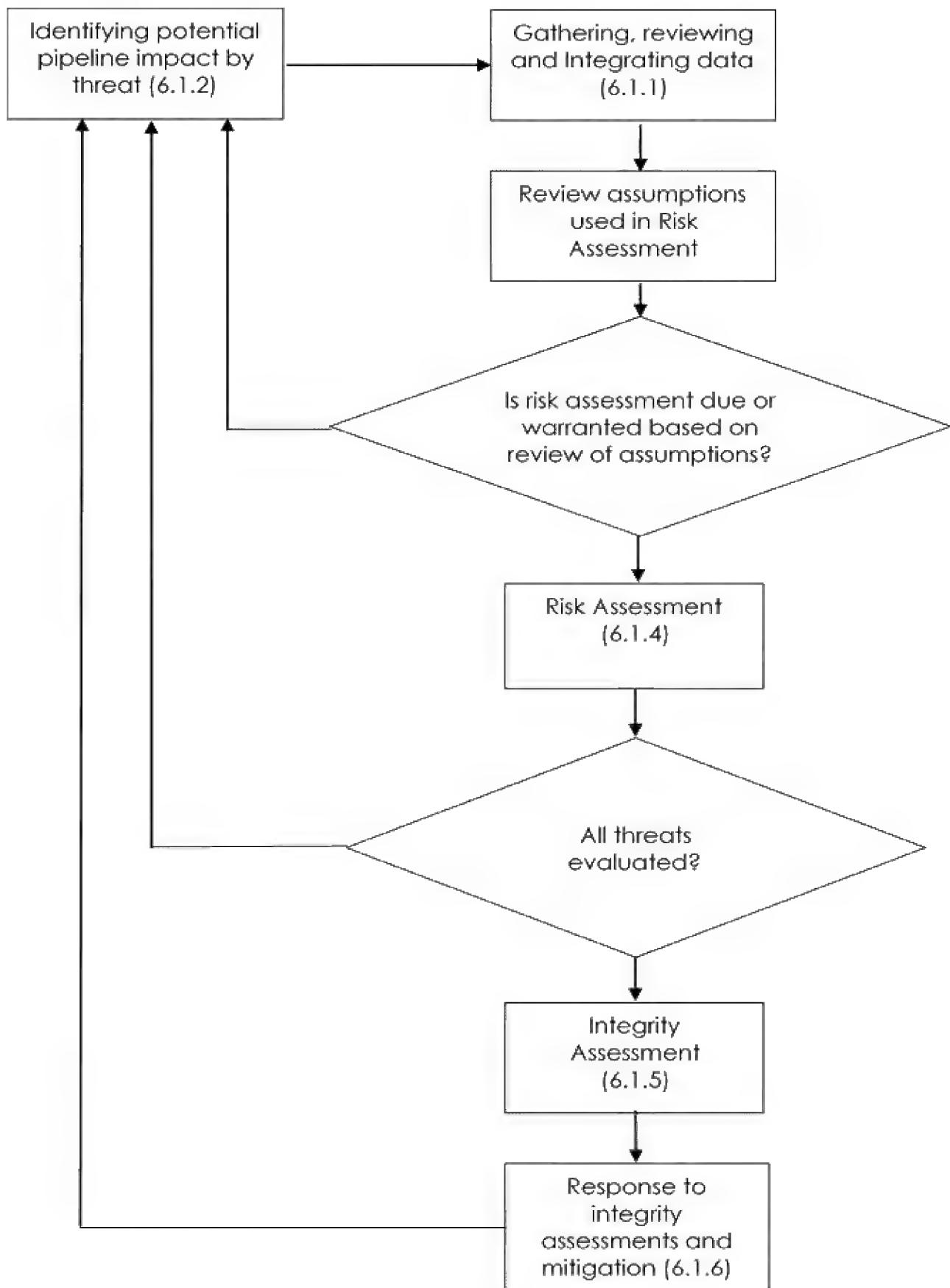


Figure-1: Pipeline Integrity Management Plan - Flow Diagram

6.1.1 Initial Data gathering, review and integration

Data related to design and engineering, construction, pre-commissioning and commissioning of pipeline assets, operation and maintenance shall be gathered and reviewed along with post-construction operational and integrity assessment data gathered to identify the potential threats along the pipeline system. Operational and integrity assessment data will be continuously updated while performing various activities along the pipeline such as patrolling, aerial surveillance, Cathodic Protection (CP) monitoring, monthly maintenance of equipment and like other activities and records maintained either hard or soft options.

6.1.2 Threats Identification:

Pipeline incident data analyzed and classified by Pipeline Research Committee International (PRCI) represents 22 root causes for threat to pipeline integrity. One of the causes reported by the operator is “unknown”. The remaining 21 threats have been grouped into three groups based on time dependency and further in to nine categories of related failure types according to their nature and growth characteristic as below, namely: -

(I) Time Dependent Threats:

- 1) External Corrosion;**
- 2) Internal Corrosion; and**
- 3) Stress Corrosion Cracking**

(II) Stable Threats:

- 1) Manufacturing related defects**
 - (i) Defective pipe seam; and
 - (ii) Defective pipe
- 2) Welding or fabrication related**
 - (i) Defective pipe girth weld;
 - (ii) Defective fabrication weld;
 - (iii) Wrinkle bend or buckle; and
 - (iv) Stripped threads or broken pipe or coupling failure;
- 3) Equipment**
 - (i) Gasket O-ring failure;
 - (ii) Control or relief equipment malfunction;
 - (iii) Seal pump packing failure; and
 - (iv) Miscellaneous;

(III) Time independent Threats:

- 1) Third party or mechanical damage:**
 - (i) Damage inflicted by first, second or third party (instantaneous or immediate failure);
 - (ii) Previously damaged pipe (delayed failure mode); and
 - (iii) Vandalism;
- 2) Incorrect operational procedure**
- 3) Weather related and outside force:**
 - (i) Weather related;
 - (ii) Lightening;
 - (iii) Hydro technical: water-related threats including, but not limited to, liquefactions, flooding, channeling, scouring, erosions, floatation, breaches, surges, inundations, tsunamis, ice jams, frost heaves, and avalanches, creek area effects, river meandering, river bed or bank movement;

- (iv) Geotechnical: earth movement threats including, but not limited to, subsidence, extreme surface loads, seismicity, earthquakes, fault movements, mining, and mud and landslides, muddy land effects; and
- (v) High wind;

6.1.3 Consequence and Impact Analysis

Once the hazardous events are identified, the next step in the risk analysis is to analyze their consequences such as estimate the magnitude of damage to the public, property and environment of all the identified threats. These consequences may include leak, fire, explosion, vapour cloud, pollution of water courses or ground water, pollution of soil to oil spillage and like other consequences, namely: -

- (i) Leak;
- (ii) Mass release or Continuous release;
- (iii) flash fire or Jet fire;
- (iv) explosion;
- (v) UVCE (unconfined vapour cloud explosion);
- (vi) CVCE (confined vapour cloud explosion);
- (vii) Gas cloud;
- (viii) Fireball;
- (ix) Pool fire; and
- (x) Tank fire

Consequence estimation can be accomplished by using mathematical models (consequence modelling), which can be at various levels of detail and sophistication.

Potential Impact Area: Generally, these are high-population-density areas, difficult-to- evacuate facilities (such as hospitals or schools), and locations where people congregate (such as churches, office buildings, or fields), water ways or water bodies and like other locations.

6.1.4 Risk assessment specific to pipeline system:

6.1.4.1 Developing a Risk Assessment Approach: Risk assessment process identifies the location-specific events or conditions, or combination of events and conditions that could lead to loss of pipeline integrity, and provides an understanding of the likelihood and consequences of these events.

The risk assessment has the following objectives, namely: -

- i) Prioritization of pipeline sections or segments for scheduling integrity assessment and mitigation plan;
- ii) Assessment of the benefits derived from mitigation actions;
- iii) Determination of the most effective mitigation measures for the identified threats;
- iv) Assessment of the integrity impact from modified inspection intervals;
- v) Assessment of the use of or need for alternative inspection methodology; and
- vi) More effective resource allocation.

Pipeline sections may be prioritized for integrity assessment based on severity of composite risk due to all threats. The composite risk value for particular pipeline section is product of relative likelihood of failure and consequences altogether due to all applicable threats. Risk priority shall be established for pipeline sections observed with high risk to organize the integrity assessment. The risk may simply be categorized as high, medium, low (or 1, 2, 3) or larger range, to differentiate the priorities among various sections.

Following approaches for risk assessment and prioritization may be adopted as deemed suitable to the operators, namely: -

- a) utilizing the services of Subject Matter Experts (SMEs);
- b) relative Assessment Model;
- c) scenario –Based Model; and

- d) probabilistic Models.

The foregoing risk assessment models mentioned above have following common features, namely: -

- (a) they identify potential events or conditions that could threaten system integrity;
- (b) they evaluate likelihood of failure and consequences;
- (c) they permit risk ranking and identification of specific threats that primarily influence or drive the risk;
- (d) they lead to the identification of integrity assessment or mitigation option;
- (e) they provide for a data feedback loop mechanism; and
- (f) they provide a structure and continuous updating for risk reassessments

Risk assessment considering the likelihood and consequences through risk assessment approaches may not consider the extent of failure that is leak or rupture. If failure cannot be identified as leak or rupture while assessing the risk through any of the above models, a worst-case scenario may be considered.

6.1.4.2 Risk Assessment for the pipeline system:

The risk assessment is continuous and repetitive process. System wide risk assessment shall be carried out every year by pipeline operators through any of the methodology mentioned above after incorporating and updating the recently captured data in risk model such as the following, namely: -

- i) change in operating conditions such as pressure, temperature, flow, flowing medium and like other conditions;
- ii) changes in Right of Use conditions like development of encroachments, increase in third party activities or population density, major washouts;
- iii) pipeline Leak or rupture history;
- iv) addition of new or expansion of the existing railway or road or waterway crossings;
- v) changes to pipeline Cathodic protection levels due to external interference problems;
- vi) any other issues which may affect the integrity of pipeline; and
- vii) the results of previous integrity assessments.

The risk assessment may be performed earlier if any new threat is perceived. The risk assessment process and method shall be reviewed and updated periodically to achieve the objective of pipeline integrity management plan consistently.

The result of risk assessment shall be arranged in descending order for each section for prioritizing the section for conducting integrity assessment after selecting the appropriate integrity assessment method based on most significant threats to particular section.

6.1.5 INTEGRITY ASSESSMENT:

A plan shall be developed to address the most significant threats and risks as per previous section and determine appropriate integrity assessment methods to assess the integrity of the pipeline segment. The following methods can be used for Integrity Assessment, namely: -

- i) pressure testing;
- ii) inline inspection (ILI);
- iii) direct Assessment (ECDA, ICDA and SCCDA); and
- iv) any other Integrity Assessment methodology.

Brief description of various Integrity Assessment methods has been also provided in Schedule-5.

Selection of appropriate integrity assessment method shall be based on most significant threats to which particular segment are susceptible. One or more integrity assessment methods can be used depending upon the threats to particular segment of pipeline.

The operator of a pipeline system shall develop a chart of most suited integrity assessment method and assessment interval, prevention and mitigation measures for each applicable threat and risk. The operator shall further develop appropriate specifications and quality control plan for such assessment. After establishing effectiveness of assessment, the interval of assessment may be further modified subject to the requirements under the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for

Petroleum and Petroleum Products Pipeline) Regulations, 2016 and other relevant Regulations. A suggestive chart is placed at Appendix –III.

While carrying out risk assessment and selecting the integrity assessment methods and monitoring techniques and surveys and their intervals, special care shall be taken to address specific threats in respect of offshore sections of predominantly onshore pipelines (such as free-span survey), High Vapor Pressure Liquid Pipelines (such as special attention to failure consequences) and ageing pipelines (such as to increase monitoring or inspection frequencies).

6.1.6 Mitigation and Responses (Repair and Prevention):

After the completion of integrity assessment and monitoring or surveys, like inline inspection and, direct assessment, coating health surveys and like other assessment and monitoring or surveys, the results shall be evaluated, and the necessary repairs and preventive actions shall be undertaken to eliminate the threat to pipeline integrity.

Immediately upon completion of integrity assessment, a comprehensive schedule of repair shall be prepared. All anomalous conditions discovered through the integrity assessment shall be evaluated and classified under the following three categories based on severity of defect. Mitigation action (repair and prevention) shall be undertaken to eliminate any unsafe condition to the integrity of a pipeline or to ensure that the condition is unlikely to pose a threat to the integrity of the pipeline until the next reassessment. The entity shall have a plan for ensuring safety of personnel and pipelines by suitable means such as pressure reduction, wherever warranted.

(A) Mitigation through Repair Actions:

All anomalies reported in ILI shall be categorized as per their significance with respect to the safe operation of the pipeline.

At the time of establishing schedules, responses shall be divided in to three groups and repair actions shall be as follows, namely: -

(a) Immediate repair conditions: Such indication shows that defect is at failure point which shall include but not limited to any corroded area having

- i) metal loss equal to or more than 80% of nominal wall thickness regardless of dimensions;
- ii) predicted failure pressure less than equal to 1.1 times the maximum allowable operating pressure (MAOP) as determined by ASME B31G or equivalent. Safety Factor, tool tolerance is not taken into consideration while calculating predicted failure pressure;
- iii) metal loss indication affecting a detected longitudinal seam, if that seam was formed by direct current or low frequency electric resistance weld or by electric flash welding;
- iv) crack or crack like anomalies greater than 70 % of nominal wall or of an indeterminate depth that exceeds the maximum depth sizing capabilities of the tool used in integrity assessment or Verified cracks except shallow crater cracks or star cracks in girth welds unless an industry recognized engineering analysis shows that it poses minimal risk to pipeline integrity or all indications of stress corrosion cracks (SCC);
- v) a combination of dent with gouge or possible crack or Stress riser unless an industry recognized engineering analysis shows that it does not pose an immediate threat;
- vi) a dent located on the top of the pipeline (above the 4 o'clock and 8 o'clock positions) with a depth greater than 6 % of the nominal pipe diameter unless an industry recognized engineering analysis shows that it poses minimal risk to pipeline integrity; and
- vii) any indication of adverse impact on the pipeline expected to cause immediate or near-term leaks or ruptures which include dents with gouges and like other devices.

(b) Scheduled conditions: Such indication shows that defect is significant but not at failure point. Following indications shall be examined within one year of discovery, namely: -

- i) an area of general corrosion, Selective Seam Weld Corrosion, area of widespread circumferential corrosion, area of girth weld, area located at another pipeline crossing with a predicted metal loss greater than 50 % of nominal wall;
- ii) predicted failure pressure less than equal to 1.25 times the maximum allowable operating pressure (MAOP) as determine by ASME B31G or equivalent (Safety Factor, tool tolerance is not taken into consideration while calculating predicted failure pressure);

- iii) crack or crack like anomalies with depth greater than 50 % of nominal wall;
- iv) a gouge or groove greater than 12.5 % of nominal wall resulting from mechanical damage;
- v) a dent falling under any of the following criteria, unless an industry recognized engineering analysis shows that it poses minimal risk to pipeline integrity, namely: -
 - (a) located on the bottom of the pipeline (below the 4 o'clock and 8 o'clock positions) with a depth greater than 6 % of the pipeline's diameter;
 - (b) that affect ductile girth or seam welds if the depth is more than 2% of the nominal pipe diameter (0.250 inch in depth for a pipeline diameter less than NPS 12);
 - (c) located on the top of the pipeline (above 4 and 8 o'clock position) with a depth greater than 2 % of the pipeline's diameter (0.250 in. in depth for a pipeline diameter less than NPS 12);
 - (d) located anywhere on the pipeline with corrosion;
 - (e) dents of any depth that affect non-ductile welds such as acetylene girth welds or seam welds that are prone to brittle fracture;
- vi) maximum depth of metal loss feature including corrosion growth and tool tolerances predicted to be greater than 80%; and
- vii) a lamination that intersects a girth weld or seam weld, that lies on a plane inclined to the plane of the pipe surfaces, or that extends to the inside or outside surface of the pipe.

* For details, para 451.4 of ASME 31.4: "Repair Procedures for Steel Pipelines" may be referred.

(c) Monitored conditions

Monitored conditions indications shows that defect will not fail before next inspection. Such indications are the least severe and will not require examination and evaluation until next scheduled integrity assessment, interval provided that they are not expected to grow to critical level prior to the next scheduled assessment.

(B) Mitigation through Preventive Actions:

The pipeline operator shall develop scheduled program for monitoring the integrity of the pipeline to prevent from time dependent and independent threats to support the integrity assessment and mitigation plan.

The monitoring scheme and frequency should be decided by the pipeline operator subject to compliance of Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum and Petroleum products pipeline) Regulations, 2016. Few schemes are as follows, namely: -

- (a) patrolling of pipelines and associated facilities;
- (b) maintenance of Right of User and inspection of Crossings;
- (c) pipeline Cleaning Pigging;
- (d) inspection of cathodic protection system; and
- (e) Coating Survey (Closed Interval Potential Logging or Direct Current Voltage Gradient or ACVG or Pearson or Current Attenuation Test).

6.1.7 Update, integrate and review data:

After the initial integrity assessments are completed, the results shall be maintained in soft or hard or both versions which will be used for future risk and integrity assessments in addition to operational information that is recorded on continuous basis for assessments and implementing risk mitigation plan.

6.2 Performance Evaluation Plan:

Every pipeline operator shall define suitable performance indicators which can be monitored to give a picture of the integrity levels of various aspects of the operator's pipeline assets. Monitoring of these indicators on a periodic basis against pre-defined targets helps to assess the effectiveness of integrity management program. Performance indicator measures should be selected carefully to ensure that they can reasonably indicate the effectiveness of program and health of the assets.

An operator can evaluate a system's integrity management program performance within their own system and also by comparison with other systems on an industry-wide basis.

Such performance evaluation should consider both threat-specific and aggregate improvements. Threat-specific evaluations may apply to a particular area of concern, while overall measures apply to all pipelines under the integrity management program.

Performance indicator may measure either or all of the below as applicable, namely: -

- (i) process measures such as, Number of damages per excavation notification received;
- (ii) operational measures such as, number of significant In-line Inspection anomalies; and
- (iii) direct integrity measures such as, number of damages per km. of pipeline length.

A performance indicator may be either leading or lagging indicator. Lagging measures are reactive in that they provide an indication of past integrity management program performance. Leading measures are proactive in that they provide an indication of how the plan may be expected to perform.

6.2.1 Performance Measures:

Performance measures serve as a tool for evaluating the success of the Pipeline Integrity Management System. The performance measures have been developed as a method to gauge the extent to which the Pipeline Integrity Management System goals have been met. Performance results demonstrate whether integrity management activities are appropriate or require improvements. The results may be evaluated annually by the pipeline operators, at which time the appropriateness of each performance measure may be assessed. Some of the goals as part of performance measures are illustrated below for reference. The operator may set their own goals depending on priorities and specific problems.

Goals	Performance Measure
To maintain pipeline Pipe-to-Soil Potential (PSP) within acceptable limits	PSP Level
Execution of In-line Inspection	As applicable
Leakage and ruptures	Number
Development, Training and Awareness program	Number of training and awareness program conducted in a year
No Right of Use encroachments	Number of encroachments

In addition to the above performance measures, the Pipeline Integrity System Monitoring Report includes the following, namely: -

- (i) patrolling undertaken vs. Planned;
- (ii) key Integrity issues such as encroachments, restoration, constructional deficiencies, mitigation plan and any operational issues;
- (iii) the number of Integrity Management System required activities completed;
- (iv) the number of defects found requiring repair or mitigation; and
- (v) the number of leaks reported.

For performance measures relating to damage events, the following points are documented in the Operator's Damage Prevention Report, namely: -

- (i) the number of third-party damage events and near misses;
- (ii) the number of pipeline hits by third parties due to lack of notification; and
- (iii) aerial surveillance and patrolling reports.

6.2.2 Continuous Improvement

The Integrity Management System shall be continuously evaluated and modified to accommodate changes in pipeline design and operation, changes in both the physical and regulatory environment in which the system operates and new operating data or other integrity related information. Continuous evaluation is required to make sure that the program takes appropriate advantage of improved technology and that the program remains integrated with the operator's business practices and effectively supports the operator's integrity goals.

Integrity Management System shall be evaluated and reviewed as per the frequency described in Schedule-9. Issues that would typically be reviewed may include, but are not limited to—

- (i) performance measures;
- (ii) testing and inspection successes and failures;
- (iii) new threat identification;
- (iv) root causes analysis of pipeline breakdowns & accidents;
- (v) process enhancement or changes (Management of Change);
- (vi) recommended changes for the Integrity Management System;
- (vii) additional training requirements necessary to support Integrity Management System;
- (viii) public awareness program;
- (ix) inspection tool performance (whenever applicable);
- (x) inspection tool vendor performance;
- (xi) alternative repair methods;
- (xii) staffing for inspections, testing and repairs;
- (xiii) past and present assessment results;
- (xiv) data integration and risk assessment information;
- (xv) additional preventive and mitigating actions;
- (xvi) training needs of O&M personnel; and
- (xvii) additional items as necessary to aid in the success of the IMP program.

Based on results of the internal reviews, integrity assessment and mitigation program shall be improved and documented.

6.3 Communication:

This provides a framework for developing and implementing a written internal and external communication program for operators of Petroleum and Petroleum products pipelines. All pipeline operators shall develop and implement a communication plan to disseminate the integrity management efforts undertaken by pipeline operator and also to receive internal and external information or input. This program must address intended audiences, message content, communication, frequencies and methods and program evaluation. The information received through external or internal communication should be considered for risk assessment, integrity assessment and mitigation. The communication plan typically comprises, establishment of external and internal communication system as specified in paragraphs 6.3.1. and 6.3.2. respectively.

6.3.1 External Communication:

This should cover the communication plan with external agencies, which are not directly related with operator's business, for propagating information regarding presence of pipeline location, damage preventing actions, company contact information for reporting leakage and informing before carrying out any excavation and like other information. The various means such as web site, warning boards, pamphlet distribution, street plays and like other means. can be utilized by operators for this purpose. The following external agencies may be targeted, namely: -

- (I) land owner and tenants along the Right of Use;
- (II) general Public or Public institutions like schools, hospitals etc. near pipeline route;
- (III) public officials and statutory bodies other than emergency responders; and
- (IV) local and regional emergency responders.

6.3.2 Internal Communications:

This should cover the dissemination of the information to employees and persons involved in operation and maintenance of pipeline system regarding integrity management program to understand and comply with the program objectives and requirements. Such a plan is also expected to fully cover the flow of information and controls in response to emergencies.

6.4 Management of Change Plan:

Pipeline systems and the surrounding environment in which pipelines operate are often dynamic and need changes depending upon operational or any other requirement. Prior to implementation of any changes to pipeline system, a systematic process shall be adopted to ensure that prospective changes (such as design, operation, or maintenance) are evaluated for their potential risk impacts to pipeline integrity including impact on environment. All Petroleum and Petroleum products pipeline Operators shall define a Management of Change Plan in integrity management program to at least address the following, namely: -

- (1) reason for change;
- (2) authority for approving changes;
- (3) analysis of implications (threat and risk analysis);
- (4) documentation; and
- (5) communication of change to affected parties.

After implementation of changes, they shall be incorporated, as appropriate, into future risk assessment to ensure that the risk assessment process addresses the systems as currently configured, operated, and maintained. The results of the Integrity Management Plan's mitigation activities should be used as feedback for systems and facilities design and operation.

Changes to the pipelines could affect the priorities of the pipeline Integrity Management Plan and the risk mitigation measures employed. Any change in design basis, process or operational issue that can affect the risk rating has to be routed through Management of Change.

6.5 Quality Plan

All the entities shall prepare and maintain documented procedure and records as per the requirement of the standard which can also be made part of existing Quality Management Program (e.g., ISO-9001) maintained by the entities. The following activities shall be made part of quality control program, namely: -

- (i) identifying and maintaining the documents required for Integrity management plan, procedures and records. This includes both controlled and uncontrolled documents;
- (ii) defining Roles & responsibilities for implementation of program, documentation etc.;
- (iii) reviewing of Integrity management plan and implementation of recommendation at predefined interval;
- (iv) training and awareness of persons implementing the Integrity management plan;
- (v) periodic internal Audit of integrity management plan and quality plan; and
- (vi) documentation of corrective actions taken or required to be taken to improve the integrity management plan or quality plan.

6.6 Manpower

Entity shall have a written plan or philosophy for deploying personnel of adequate experience and expertise in preparation and development of integrity management plan of pipeline systems and manning the installations based on activities required for compliance to these regulations. Entity shall address the requirement of manpower for different stages of project, namely: -

Design, construction, commissioning, operation and maintenance in the said plan.

SCHEDULE 7

APPROVAL OF INTEGRITY MANAGEMENT SYSTEM (IMS):

7.0. Pipeline Integrity Management System (IMS) is a management plan in the form of a document that explains to operator's employees, customers, regulatory authorities, and like other concerned, as to how the operator and its assets are managed, by stating as to-

- (i) who is responsible for each aspect of the asset and its management;
- (ii) what policies and processes are in place to achieve targets and goals;
- (iii) how they are implemented;
- (iv) how performance is measured; and

(v) how the whole system is regularly reviewed and audited.

For the first time the approval of the IMS document shall be done by the Board of the entity. While during review, to be done every three years, the approval shall be done by CEO or Full time Director of the company (Entity) and all levels of management shall comply with its contents. Necessary awareness shall also be created within and outside the company (Entity) regarding benefits to the society for up keeping of the pipeline system for all times to come.

Preparation of the document shall be done in following three stages and six steps as specified in succeeding paragraph 7.1.

7.1 MANAGEMENT APPROVAL:

Step#1: Prepared by In-house team or Consultant

Step#2: Checked by In-house team Head or Consultant head

Step#3: Provisionally approved by Head of Operation or Maintenance of the entity

Step#4: Verification of Conformity of IMS document with the Regulation by Third Party Inspection Agency (TPIA)

Step#5: Approval of Integrity Management System document for implementation by the Board of the entity for the first time and approval of subsequent periodic review by CEO or Full-time Director of the entity

Step#6: Approved IMS document along with confirmation from entity of its implementation shall be submitted to the Board.

SCHEDULE-8

IMPLEMENTATION SCHEDULE of Integrity Management System

Sr. No.	Activities	Time Schedule
1	Compliance with Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and specifications including Safety Standards for Petroleum and Petroleum products pipelines) Regulations, 2016.	Confirmation to be submitted to Board along with submission of approved IMS document.
2	Preparation of Integrity Management System document and approval by Head of Operation or Maintenance team of the entity.	1(One) year from the date of notification of these regulations*
3	Conformity of Integrity Management System document with regulation by Third Party Inspection Agency.	3(Three) months from the approval by the Head of Operation or Maintenance of the entity.
4	Approval for implementation by the Board of the entity for the first time and approval subsequent periodic review by CEO or Full-time Director of the entity	Within 3 (Three) months from the conformity assessment by Third Party Inspection Agency (TPIA).
5	Start of Implementation	Immediately after approval of activity as specified against Sr. No. 4 above
6	Submission of Integrity Management System Document to the Board	One month from the approval as mentioned at Sl. 4 above.
7	Submission of Compliance Statement to the Board	Shall be submitted every year to the Board

Note: Steps for implementation to be followed as described in Schedule-7

* - For new pipelines, the above shall be complied within one year of date of commissioning

SCHEDULE- 9

REVIEW OF THE INTEGRITY MANGEMENT SYSTEM

9.1 Periodicity of review of Integrity Management System

Entities may review their respective existing Integrity Management System (IMS) from time to time, but not exceeding an interval of every 3 (three) years and update the same if required in accordance with the provisions of

Schedule-7 based on the performance of Integrity Management Program and or changes if any in the statutory or regulatory requirements. However, changes of dynamic nature such as addition, deletion, modification of assets, key personnel, interfaces with other utilities and like other changes. may not require revision in the IMS and the same can be kept updated periodically by the concerned entity.

9.2 Integrity Management System Audit

Audit of the Pipeline Integrity Management System shall be performed on a regular basis. The purpose of the audits is to ensure compliance with the policies and procedures as outlined in these regulations. Recommendations and corrective actions taken shall be documented and incorporated into the Pipeline Integrity Management System.

The following essential items will be focused for any internal and external audit of the entire Integrity Management System, namely: -

- (i) IMS document is developed, approved and is valid;
- (ii) activities are performed in accordance with the Integrity Management System;
- (iii) verify if annual performance measures have been evaluated;
- (iv) all action items or non-conformances are closed in a timely manner;
- (v) the risk criteria used have been reviewed and documented; and
- (vi) prevention, mitigation and repair criteria have been established, met and documented.

9.3 Frequency of Internal and External Audit

There shall be a system for ensuring compliance to the provision of these regulations by conducting following audits during operation phase, namely: -

- (a) Internal Audit - once in a year.
- (b) External Audit - Once in every three years in-line with the approved IMS by third party empaneled by the Board.

APPENDIX-I

REFERENCES

Reference documents of Standard Operation and Maintenance procedures related to Pipeline Integrity may be developed for use of O&M personnel. Some of them are mentioned below for reference, namely: -

- (1) Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum and Petroleum products pipelines) Regulations, 2016;
- (2) Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Codes of practices for Emergency Response and Disaster Management Plan) Regulations, 2010;
- (3) ASME B31.4- Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and other Liquids.
- (4) ASME B31.8S – Managing System Integrity of Gas Pipelines;
- (5) API 1160 - Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines;
- (6) ASME B31Q – Pipeline Personnel Qualification;
- (7) ASME B31G – Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines.

APPENDIX-II

CRITICAL ACTIVITIES IMPLEMENTATION SCHEDULE

S.No.	CRITICAL ACTIVITY	TIME SCHEDULE
1	Cathodic Protection (CP) Inspection	As per Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for
2	Pigging or Intelligent Pigging	
3	Surveillance	

4	Coating Survey	Petroleum and Petroleum products pipelines) Regulations, 2016
5	Hydro-testing	
6	GIS Mapping Implementation	2 (Two) years from the commissioning of pipeline or within 2 (Two) years from the notification of these regulations.
7	Leak Detection System Implementation	2 (Two) years from the commissioning of pipeline or within 2 (Two) years from the notification of these regulations.

APPENDIX-III

Suggestive Chart for selection of Integrity Assessment OR Management Method* with respect to specific threat

Threat Group	Threat	Integrity Assessment or Management Methods*	Interval
(A) Time-Dependent			
	External Corrosion	Inline inspection or External Corrosion Direct Assessment (ECDA) or Pressure Testing or any other Integrity Assessment Methodology	Max. 10 (Ten) year**
	Internal Corrosion	Inline inspection or Internal Corrosion Direct Assessment (ICDA) or Pressure Testing or any other Integrity Assessment Methodology	Max. 10 (Ten) year**
	Stress Corrosion cracking	Inline inspection or Stress Corrosion Cracking Direct Assessment (SCCDA) or Pressure Testing or any other Integrity Assessment Methodology	Max. 10 (Ten) year**
(B) Stable			
(a) Manufacturing related defects	Defective Pipe Seam	Inline inspection or Pressure Testing or any other Integrity Assessment Methodology	Before commissioning or as and when required
	Defective Pipe		
(b) Welding or Fabrication related	Defective Pipe Girth Weld		
	Defective fabrication Weld		
	Wrinkle bend or buckle	Caliper Pigging or Electronic Gauging Pigging (EGP)	
(c) Equipment	Stripped threads or broken pipe	Visual Examination or Leakage Survey	
	Gasket or O-ring Failure	Visual Examination or Leakage Survey	
	Control or Relief	Visual Examination or	

Threat Group	Threat	Integrity Assessment or Management Methods*	Interval
	equipment malfunction	Leakage Survey	
	pump Seal packing failure	Visual Examination or Leakage Survey	
(C) Time-Independent			
(a) Third Party or Mechanical Damage	Damage inflicted by first, second, or third parties (Instantaneous or Immediate failure)	Public Education (See Communication Plan and preventive actions), Patrolling, ROU maintenance, External Protection	Monthly or quarterly
	Previously damaged pipe (delayed failure mode)	Above + Leakage Survey, Rehabilitation	
	Vandalism	All above	
	Change in geometry	EGP survey (Once in three years)	
(b) Incorrect Operations	Incorrect Operational procedure	Compliance Audits	
(c) Weather Related and Outside Forces	Weather related	Leakage survey, Surveillance	As and when required
	Lightning	Inspection of Surge diverters	
	Heavy rains or floods	Inspection, Surveillance	
	Earth Movements	Strain monitoring, Leakage survey.	
	Creek Area Effects	Surveillance, Leakage survey, Inspection	
	Muddy or Marshy area effects	Surveillance, Leakage survey, Cathodic Protection monitoring	
	River Bed Movements	Surveillance, Leakage survey, Inspection	

* Some of the important Integrity Assessment or Management Methods have been mentioned in Schedule-5 of these regulations.

** Inline inspection frequency to be as per PNGRB (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum & Petroleum product Pipelines) Regulations, 2016

VANDANA SHARMA, Secy.

[ADVT.-III/4/Exty./246/2021-22]